Energy, Mines and Resources Canada | Énergie, Mines et Ressources Canada

Compte-rendu de la CONFÉRENCE SUR LA TECHNOLOGIE BIOÉNERGÉTIQUE

Proceedings of the CONFERENCE ON BIOENERGY TECHNOLOGY

les 25 et 26 avril 1983
Montréal, Québec

April 25 and 26, 1983
Montreal, Quebec

Responsable/Convenor
Subhash C. Juneja

Parrainé par
Energie, Mines et Ressources Canada
en collaboration avec
Nouveler Inc.

Sponsored by
Energy, Mines and Resources Canada
in cooperation with
Nouveler Inc.

Canada

Procès-verbal de la Conférence/Record of Conference Proceedings

Table des Matières/ Table of Contents

		Page
Introduction		i
Première Session/ Session One		
1.	La politique de l'énergie et le programme ERIF -A.R. Hollbach	1
2.	Achievements of the FIRE Program -Subhash C.Junéja	6
3.	Applications de la technologie bioénergétique: résultats économiques et perspectives -Guy Drouin	10
Deuxième Session/ Session Two		
4.	The Inclined Water Cooled Grate -D.B. White	33
5.	Chemical Recovery Boiler Conversion to Wood Waste Firing -J.A. Burnett	43
6.	The Controlled Combustion Zone (CCZ) Boiler for Efficient Burning of Waste Wood -Alex Topley	53
7.	Biomass Fired Thermal Fluid Heaters -Douglas M. Beaton	63
8.	Le Système de combustion industrielle "ES" des Industries F.P. Inc. -Alain Blais	69
Ateliers/Workshops		
9.	Centre Hospitalier St. Sauveur (étude de cas) -Raymond Larouche	73
10.	Un bref historique du réseau de distribution de vapeur de l'incinérateur des Carrières, Ville de Montréal -Michel Jodoin	78
11.	Newsprint Mill Wood Waste Energy System Consolidated Bathurst Inc. (project summary) -T. Cochrane	91
12.	Pulp Mill Hog Drying System, B.C. Forest Products (project summary) -Daryl Gray	83

13. Paper Mill Hog Drying System, MacMillan Bloedel Ltd. (project summary) -Gordon Jones 85

14. Hog Fuel Processing Plant, Bioshell Inc. (project summary) -Gilles Bellefeuilles 87

15. Food Processing Plant Biomass System, Nestles Inc. -Bryan Beazer 89

Troisième Session/ Session Three

16. Bioenergy: Potential and Opportunities -Stelios Pneumaticos 92

17. Disponibilités de la biomasse forestière au Québec et perspectives d'utilisation -Jean-Guy Routhier 96

18. Evaluation du potentiel énergétique de la biomasse au Québec et scénarios d'exploitation -André Chamberland 110

Quatrième Session/ Session Four

19. Impacts environnementaux de l'utilisation de la biomasse forestière -Gilles Frisque 122

20. Implementing a Bioenergy Project and the Technical Considerations -R.A. Goncalves 125

21. Implementing a Bioenergy Project -The Financial Considerations (summary outline of paper) -Asher Drory 132

22. L'utilisation du programme ERIF -Jean-Maurice Charron 135

Deni de Responsabilité

La présent rapport a été approuveé avant sa diffusion par Energie, Mines et Ressources Canada. Cette approbation ne signifie pas nécessairement que le contenu reflète le point de vue et les politiques d'Energie, Mines et Ressources Canada. La mention de marques déposées ou de produits commerciaux ne constitue pas une recommendation ou l'ondossement de leur utilisation.

Disclaimer

This report has been approved for distribution by Energy, Mines and Resources Canada. Approval does not necessarily signify that the contents reflect the views and policies of Energy, Mines and Resources Canada. Mention of trade names or commercial products does not constitute recommendation or endorsement for use.

INTRODUCTION

The government of Canada is encouraging the use of biomass as an alternative to fossil fuels, particularly in industrial, commercial and institutional organizations where it makes good economic sense. The term "biomass" refers to combustible matter of plant or animal origin, excluding fossil fuels. This organic material is an exploitable energy source because it contains carbon. When it is burned, the carbon produces thermal energy.

The use of biomass as an energy source in Canada is not new. Almost everyone burned wood or coal a hundred years ago. Today, however, biomass accounts for only about 3% of our primary energy demand -yet we have in Canada the third largest biomass inventory in the world. This inventory includes the products and by-products of the forest industry, agricultural by-products, municipal waste, and other forms of industrial by-products and waste.

There are many ways that biomass can be converted to useful energy and many successful examples of bioenergy projects are found in the Canadian forest products industry. But bioenergy technology can also be implemented in a wide variety of other industries and institutions and in order that the Canadian bioenergy potential be better understood, information sessions were presented by Energy, Mines and Resources Canada at seven locations across the country in 1982 and 1983. These sessions were held in: Hull, Quebec, Sept.13, 1982; Vancouver, B.C., Nov. 8-9, 1982; Montreal, Quebec, Apr. 25-26, 1983; Prince George, B.C., May 9, 1983; Winnipeg, Manitoba, May 12, 1983; Moncton, N.B., May 25, 1983; and Toronto, Ontario, June 14, 1983.

INTRODUCTION

Le gouvernement canadien, dans le cadre de sa politique énergétique nationale, souhaiterait que les Canadiens utilisent davantage la biomasse pour remplacer les combustibles fossiles, particulièrement dans les secteurs industriel et public où pourraient être réalisées de plus grandes économies d'énergie. Par biomasse, on entend toute substance d'origine végétale ou animale qui n'est pas un combustible fossile. Cette matière organique constitue une source d'énergie susceptible d'être exploitée, en raison du carbone qu'elle contient, et qui peut être brûlée pour produire de l'énergie thermique.

L'utilisation de la biomasse comme source d'énergie de remplacement au Canada n'est pas récente. Il y a 100 ans, à peu près tout le monde utilisait le bois pour se chauffer. De nos jours cependant, la biomasse ne comble qu'environ 4 % de nos besoins d'énergie primaire, bien que le Canada soit le troisième pays au monde par ses réserves biomassiques. Ce potentiel énergétique comprend les produits et les sous-produits de l'industrie forestière, les sous-produits agricoles, les déchets municipaux et les déchets et sous-produits industriels.

Il y a plusieurs façons de convertir la biomasse en énergie utilisable et plusieurs de ces projets dans l'industrie forestière canadienne se sont avérés de réels succès. Cependant, les utilisateurs potentiels de la bioénergie comprennent aussi une foule d'autres industries et institutions. Afin de mieux définir les nouvelles possibilités de la bioénergie, sept sessions d'information dirigées par Energie, Mines et Ressources Canada furent présentées en 1982 et 1983. Elles eurent lieu à: Hull, P.Q., le 13 septembre 1982; Vancouver, C.B., les 8 et 9 novembre 1982; Montréal, P.Q., les 25 et 26 avril 1983; Prince George, C.B., le 9 mai 1983; Winnipeg, Manitoba, le 12 mai 1983; Moncton, N.B., le 25 mai 1983; et Toronto, Ont. le 14 juin, 1983.

The purpose of these events was to heighten awareness of the technical and economic value of biomass as an energy source and to explain the federal government's role in assisting both public and private sector organizations in the use of biomass as a source of energy.

Speakers and panelists included a number of experts involved in the successful implementation of bioenergy technology such as industrial users; equipment suppliers; consulting engineers; scientists; economists; and government officials. They covered the following topics:

- New potential for bioenergy
- Economics of bioenergy technology
- Energy from municipal waste
- Using the Government's Forest Industry Renewable Energy Program for financial assistance
- The International perspective on bioenergy

Case studies provided practical examples of how wood waste, municipal waste, and agricultural waste are being used by different organizations. The papers presented at the Montreal conference, April 24 and 25, 1983, are reproduced in this book in the language of delivery. Speeches were recorded on tape and have been transcribed with minimal editorial changes. A similar transcript of proceedings has been prepared for the session held in Vancouver, November 8-9, 1982.

Le but de ces sessions étaient de mettre en valeur les avantages économiques et techniques de la biomasse et pour souligner le rôle que le gouvernement canadien entend jouer auprès des organismes publics et privés pour les inciter à utiliser cette ressource comme source d'énergie.

Parmi les conférenciers étaient présents des experts dans le domaine de l'implantation de technologie bioénergétique qui provenaient de divers milieux tels que des industries utilisant la biomasse, des manufacturiers d'équipements, des ingénieurs-consultants, des chercheurs, des économistes et des représentants du gouvernement. Les sujets abordés ont porté sur:

- les nouvelles possibilités de la bioénergie;
- la technologie bioénergétique d'un point de vue économique;
- l'énergie produite à partir des résidus municipaux;
- l'aide financière accordée dans le cadre du programme ERIF;
- une perspective internationale de la bioénergie.

Des études de cas ont fourni des exemples pratiques de projets qui ont déjà été mis en oeuvre dans des fabriques de papier, des scieries et complexes manufacturiers utilisant le bois, des hôpitaux, de même que des systèmes d'utilisation des déchets municipaux, des systèmes d'utilisation des déchets agricoles, des systèmes de cogénération, etc. Les conférences sont reproduites ici dans la langue de présentation. Les textes furent enregistrés et traduits avec un minimum de corrections. Un document semblable fut rédigé pour la session qui s'est tenue à Vancouver les 8 et 9 novembre, 1982.

This series of events was designed to inform the scientific, technical, and business community as to the merits of bioenergy as an available, technically feasible and economic alternative to fossil fuels. I hope we have stimulated interest in the topic and may soon see new bioenergy projects from coast to coast.

Ces séances furent produites avant tout pour informer la communauté industrielle, commerciale et scientifique du mérite de la bioénergie comme substitut pratique et viable des combustibles fossiles. J'espère qu'elles auront stimulé l'intérêt dans ce domaine et que plusieurs nouveaux projets bioénergétiques surgiront d'un océan à l'autre.

Subhash C. Juneja

Subhash C.Juneja
Manager, Planning and Development, Bioenergy Programs/
Gérant à la planification et au développement des programmes en bioénergie
Energy, Mines and Resources/Energie Mines et Ressources
Ottawa, Canada

FIRE Bioenergy Conference
Hyatt-Regency Hotel, Montreal, April 25 & 26 1983

Lundi, 25 Avril, 1983/ Monday, April 25, 1983

Première Session /Session One

Président: Richard Lalonde, Directeur, région de Québec
Bureau canadien des économies d'énergie
et des énergies renouvelables

---

1. La Politique de l'énergie et le programme ERIF

Conférencier: A.R. Hollbach
Sous-Ministre adjoint
Energie, Mines and Ressources Canada

C'est avec plaisir que je prends part à cette première d'une série de conférences qui permettront, j'en suis convaincu, de mieux faire connaître aux Canadiens la biomasse comme source d'énergie de remplacement.

Je ne suis pas venu ici avec l'idée de vous convaincre des bienfaits de la biomasse en tant que source d'énergie. Votre présence à cette conférence prouve que ce serait tout simplement prêcher à des convertis. Je préfère profiter de l'occasion pour discuter avec vous de l'engagement d'Energie, Mines et Ressources Canada à l'égard de la biomasse, pour ensuite jeter un regard vers la direction que nous prendrons.

Je tiens à réaffirmer dès le départ, au nom d'EMR, que l'énergie biomassique continue de faire partie intégrante de la stratégie énergétique nationale. On entend beaucoup parler de pétrole, de gaz naturel, d'électricité et d'énergie nucléaire, et peut-être a-t-on l'impression que la biomasse et les autres énergies renouvelables sont et demeureront les parents pauvres de la politique énergétique canadienne.

Il y a trois ans, au moment d'établir le cadre à l'intérieur duquel le Canada allait pouvoir parvenir à l'autosuffisance énergétique, nous avons accordé un rôle significatif à l'énergie biomassique. La contribution de la bio-énergie devrait, en effet, répondre à 6.5 pour cent de la demande totale d'énergie primaire d'ici la fin de la prochaine décennie. Ces 6.5 pour cent peuvent toutefois sembler négligeables à certains, puisque le Canada possède une des plus grandes réserves de combustibles biomassiques de tous les pays du monde.

D'autres peuvent se demander pourquoi le gouvernement du Canada dépense des millions de dollars pour la construction d'oléoducs et de gazoducs pancanadiens alors qu'il pourrait utiliser ces fonds pour mettre au point de nouvelles sources d'énergie à partir de la biomasse, matière abondante dans toutes les régions de notre pays.

Ce sont des préoccupations qui méritent qu'on s'y arrête. S'il peut parfois sembler difficile d'y croire, le gouvernement du Canada a élaboré face à l'énergie biomassique une politique rationelle et logique qui s'inscrit dans une stratégie globale visant à mener le Canada, dans un avenir rapproché, à l'autosuffisance en matière d'énergie. Je voudrais tenter de vous faire la preuve que, lorsqu'il s'agit de bio-énergie, la voie choisie par le gouvernement est une démarche marquée de logique.

Regardons d'abord les chiffres. Ils parlent d'eux-mêmes. A l'heure actuelle, en effet, cette forme d'énergie n'occupe que 3 pour cent de l'énergie globale du pays. A la fin de cette décennie, ce pourcentage aura doublé.

Il serait irréaliste de croire que la biomasse remplacera à court terme les sources d'énergie classiques comme le gaz naturel et l'électricité. La grande diversité et l'étendue de notre pays rendent cette perspective improbable. Ici au Québec, où l'industrie forestière joue un rôle primordial, les résidus de bois sont devenus passablement populaires comme source de bio-énergie. Par exemple, l'industrie des pâtes et papiers de la province a démontré son leadership en terme de génération et conservation d'énergie en utilisant les liqueurs de cuisson et les résidus d'usine. En perfectionnant cette technologie de combustion et de récupération, cette industrie a réduit sa consommation de combustibles fossiles tout en diminuant l'impact environnemental d'élimination des déchets.

Nous qui sommes engagés dans la politique énergétique avons reconnu dès le départ que l'énergie biomassique n'est pas et ne peut être, dans un avenir prévisible, une source d'énergie que l'on peut traiter de la même façon que le pétrole ou le gaz naturel. Le gouvernement a cependant reconnu qu'il est possible de mettre sur pied un système solide à partir des besoins et des ressources propres à chaque région du pays, tout en demeurant fidèle à la politique énergétique canadienne.

Nous commençons à peine à profiter du vaste potentiel énergétique que nous offre la biomasse. L'industrie des produits forestiers au Québec fait preuve de leadership dans ce domaine et vous reconnaîtrez qu'Energie, Mines et Ressources Canada a fourni un apport considérable par le biais du Programme des Energies Renouvelables dans l'Industrie Forestière (ERIF). En fait, à ce jour, le programme a supporté 43 projets au Québec avec une subvention totale de 17.6 millions de dollars, soit presque un tiers du total des fonds dépensés au Canada.

Nous avons démontré que nous croyons à cette option énergétique en augmentant considérablement le mandat du programme ERIF. Depuis 1980, celui-ci encourage les projets de tous les secteurs consommant de l'énergie. D'ailleurs, nous avons déjà au Québec plusieurs installations dans des serres, des hôpitaux, des municipalités et autres établissements. Les changements au programme, annoncés par le Ministre au mois de novembre dernier, nous ont permis d'augmenter les subventions qui sont accordées à ceux qui désirent installer des systèmes fonctionnant à l'énergie biomassique. Par exemple, la possibilité d'inclure une partie des coûts reliés aux bâtiments comme dépense admissible résultera en des subventions accrues.

L'industrie des produits forestiers a donné l'exemple au reste du pays. Les rebuts d'usine et de coupe que l'on brûlait ou que l'on utilisait auparavant comme remplissage, créant souvent des problèmes environnementaux, servent maintenant à produire de l'énergie. Cette rationalisation permet aux sociétés de réduire leurs coûts d'exploitation et de rendre les produits canadiens plus concurrentiels au niveau international. Nous produisons de l'énergie; nous réduisons notre dépendance à l'égard des importations de pétrole; nous devenons plus productifs; nous résolvons un grand problème d'élimination des résidus. Que pourrions-nous demander de plus? Les programmes de subventions du gouvernement fédéral comme le programme ERIF sont également très rentables pour le contribuable canadien. A eux seuls, les projets ERIF qui sont actuellement en cours nous font économiser plus de sept millions de barils de pétrole par année. Chaque baril économisé réduit d'autant les versements, par le gouvernement, d'indemnités aux importateurs de pétrole.

Bien que l'industrie forestière ait été la première visée pour l'utilisation de la biomasse comme source d'énergie, les subventions en vertu du programme ERIF sont maintenant versées aux fabricants, aux établissements et aux municipalités qui désirent produire de l'énergie tout en se débarrassant de leurs déchets.

Tout en aidant l'industrie et les établissements publics à utiliser l'énergie biomassique, le gouvernement fédéral subventionne les recherches dans ce domaine. Au cours de la présente année financière, EMR a engagé environ 10 millions de dollars dans la recherche sur les sources de biomasse et la technologie dans ce domaine.

Nous trouvons ici même, dans cette grande métropole qu'est la ville de Montréal, un excellent exemple des vastes possibilités qu'offre la bio-énergie. Grâce à une contribution de 1.6 millions de dollars versée par le gouvernement du Canada dans le cadre du programme ERIF, l'incinérateur municipal des Carrières est devenu aujourd'hui une chaufferie centrale qui fournit de l'énergie à bon prix à 17 commerces et industries du secteur. En alimentant ces entreprises en vapeur, la ville de Montréal a trouvé le moyen d'utiliser l'énergie biomassique comme outil de développement industriel. A l'aide d'un réseau souterrain de tuyaux s'étendant sur une distance de 9 km, la municipalité prévoit, en offrant de l'énergie peu coûteuse, attirer dans ce secteur des nouvelles industries.

Nous devons toutefois faire preuve de prudence. Nous édifions un nouveau système qui se fonde dans certains cas sur des techniques anciennes, comme le chauffage au bois, mais nous devons en même temps faire face à de nouvelles réalités. Nous pouvons brûler du bois ou des déchets pour produire l'énergie dont nous avons tant besoin, mais cela ne doit pas se faire aux dépens de nos forêts et de l'atmosphère. Voilà pourquoi tous les projets subventionnés par le gouvernement du Canada doivent être acceptables du point de vue environnemental. Or, il reste encore certains problèmes à résoudre avant que l'immense potentiel énergétique de la biomasse puisse être utilisé à fond.

Il nous faudra être tenaces. La baisse des prix pétroliers sur les marchés internationaux au cours des derniers mois a créé une dangereuse illusion. Beaucoup sont portés à croire que la crise énergétique qui a secoué si profondément le Canada et les autres pays industrialisés il y aura bientôt dix ans s'est maintenant résorbée et qu'il n'est plus nécessaire aujourd'hui de chercher des solutions de rechange aux combustibles fossiles.

C'est un piège dans lequel nous devons éviter de tomber. Si elle peut, à cause d'une série de phénomènes passagers, paraître aujourd'hui moins pressante, la crise énergétique demeure. L'Agence Internationale de l'Energie et les autres organismes internationaux qui se penchent sur la situation énergétique à moyen et long terme s'entendent sur ce point. Le Canada, comme tous les autres pays industrialisés, éprouvera pour les années à venir des difficultés au plan des approvisionnements, particulièrement dans le secteur des carburants de transport.

Contrairement à bien d'autres pays, le Canada dispose de réserves pétrolières substantielles. Le fait demeure cependant que les produits pétroliers que nous utilisons pour chauffer ou faire fonctionner des usines sont perdus pour le secteur des transports.

Nous devons donc, plus que jamais, demeurer fidèles à notre engagement de remplacer le pétrole là où les solutions de rechange sont économiquement viables. La bio-énergie, vous en conviendrez, a fait ses preuves. Elle offre de plus au Canada l'occasion de mettre en place un système qui, par sa nature même, reflète vraiment le caractère et les aspirations de ses habitants. Pour donner à la biomasse sa place dans le bilan énergétique national, nous aurons besoin de la force inhérente de la diversité, de la volonté farouche et de l'audacieuse vision qui ont fait de notre pays ce qu'il est aujourd'hui.

SUMMARY OF F.I.R.E. ACTIVITIES IN QUEBEC

The following tables summarize the Renewable Energy Projects supported by F.I.R.E.

Projects Approved and Contribution Offers Made as of March 1983

Sector	No. of Projects	Total Cost $ x 10^3	FIRE Contribution $ x 10^3	Annual Barrels of Oil Replaced
Pulp & Paper	14	122,784	13,815	1,478,000
Wood Products	17	14,705	1,386	452,000
Institutional	4	12,409	2,091	91,000
Greenhouses	3	296	33	2,500
Other	3	1,480	226	61,600
TOTAL	41	151,674	17,551	2,085,100

TABLE II

Projects Pending Approval

Sector	No. of Projects	Estimated Total Project Cost x 103
Institutional	1	1,000
Other (Mining)	1	500
TOTAL	2	1,500

Key to Industry Sector:

Institutional includes hospitals and municipalities.

Other includes fuel processing and preparation plants.

2. Achievements of the FIRE Program

Speaker: Subhash Junéja
Manager, Planning & Development
Bioenergy Programs
Energy, Mines & Resources Canada

My presentation will focus on the achievements of the FIRE program. I shall talk about the following: description of the FIRE program, objectives of the FIRE program, progress of the program to date and the economic and social benefits of the FIRE Program.

A century ago, this country burned wood. Today it is also fueled by oil, coal, natural gas, hydro and nuclear power. But the pattern of energy used in Canada is changing and there is a move back to biomass fuels. The forest industries are the pioneers in this transition. Large quantities of waste wood are produced in converting trees to newsprint, lumber and other products and pulp and paper mills now convert much of the wood waste into useful forms of energy such as heat, steam and electricity.

There are a few energy users that, like the forest industries, produce waste that can be used as fuel, but it is possible to purchase biomass fuels made from wood residues. Some examples of this are the densified biomass fuels such as energex, woodex, and even hogged fuels, which are available from many suppliers, particularly in the West coast. As well, the kind of bioenergy conversion technology which is used in the forest industry is being adapted in other sectors. You will hear examples of these in the case histories later on in the program. Hospitals, colleges, food processing industries and other large energy users are converting to biomass.

Fuels from the forest now provide about 3.5% of the primary energy used in Canada. This amount even exceeds that provided by nuclear energy, and is likely to grow as more forest fuels and other sources of biomass such as municipal waste, tree farms and peat bogs come into use. But biomass cannot compare with oil and natural gas in convenience or in energy density, so now the question that can be asked is: "Why move to biomass?". The reasons are first that Canada has an abundance of biomass and that this biomass is available from coast to coast. In other words this energy source is available across the country. Secondly, we in Canada are among the leaders in utilizing bioenergy conversion technologies,and thirdly biomass is a sustainable and secure source of energy. Trees grow and can be grown faster (such as hybrid poplars) therefore we are secure in the sense that we do not have to depend upon certain oil producing countries which are politically unstable.

To help accelerate the development of bioenergy technology, the federal government has launched a fleet of programs, and some of these programs offer incentives for industries, businesses and institutions to move to biomass. They support research, development, and demonstration of bioenergy technologies, and in the case of FIRE, provide incentive grants to proven technologies for converting to bioenergy. The flagship of this effort is the Forest Industry Renewable Energy Program (FIRE). Let's look at what the FIRE program is all about.

The FIRE program provides incentive grants to convert boilers or furnaces to utilize biomass, that is wood waste, municipal waste, and agricultural waste. This biomass can be converted to either steam or electricity. The FIRE program was introduced in July of 1978 and then was expanded in 1980. Originally, the budget of the program was 103 million dollars over five years and it has expanded significantly since then. The target of the program has also been increased to an oil replacement or fossil fuel replacement of approximately 30 million barrels of oil per year. Previously it applied to only one type of biomass fuel, which was wood waste. Now it has been extended to wood, agricultural waste, municipal waste and peat, as alternate sources of energy. Also the scope of coverage has been increased from forest industries to all industrial, commercial and institutional organizations in the country. The previous limit of 4 million dollars grant per project has been increased and there really is no limit now. Also, previously it was provided to only heat or steam producing projects. Now it is applicable to cogeneration (production of steam and electricity simultaneously).

As of March 31, 1983, the program has supported 123 projects. Of these, 41 are in the pulp and paper industry and 63 projects, or about 51% of total are in the miscellaneous wood industries, (e.g. sawmills, plywood and particle board mills, and manufacturers of windows, kitchen cabinets and furniture). Nineteen projects or 15% are in other areas such as municipal waste, greenhouses, hospitals etc. As I mentioned earlier, bioenergy has been well-known in the forest industry but now it is spreading, because of the FIRE program, to other industries and sectors as well.

Next I will look at expenditures under the FIRE program. $45.8 million or 80% of the funds, have been allocated to the pulp and paper industry, 12% or $7.2 million to the wood industries and $4.5 million to the remaining organizations. You may ask why the pulp and paper industry is taking such a big chunk of the FIRE funds. One of the reasons is that the pulp and paper industry is one of the largest users of energy in the country, and their energy costs are very high compared to other industries. That means that pulp mills need larger energy facilities. I know of one project which costed about 60 million dollars. So the magnitude of the investment required results in the largest share of FIRE allocations for the pulp and paper industry. Wood industries are basically small companies with lower output, lower energy costs and the projects are not as capital intensive. As such many of them got 1 or 2 million dollars. Other industries are beginning to come into the FIRE program, such as greenhouses, again smaller operations. The amount of funds allocated to these are also less at this time. These will increase as the program progresses further.

Bioenergy is a decentralized source of energy, it is available in all parts of the country. The largest number of projects are in Quebec, even in the non-forest sectors there are quite a few projects in the province of Quebec. Next is British Columbia and Yukon (Yukon has only one project). The Maritimes provinces have also shown significant progress. It can be seen that all of the provinces have some type of bioenergy project.

What kinds of fuels have been replaced by the bioenergy projects supported by FIRE? 59% of all the fuel replaced was oil, (mostly in the Maritimes, Quebec and B.C.). Natural gas was replaced in about 32% of the projects, mostly in British Columbia. Coal has been replaced in Ontario and Nova Scotia. In Québec and B.C. there are electricity substitution projects. Propane and butane have also been replaced. As Mr. Hollbach mentioned earlier, 1.16 million tons of oil equivalent per year (which is a little over 7 million barrels of oil equivalent per annum) are being replaced by projects supported by FIRE. I might mention here that for every 8 dollars of public funds spent through FIRE, the equivalent of one barrel of oil will be saved every year through the life of those projects. By comparison, the capacity to produce a barrel of synthetic oil from oil sands requires an investment of more than $200.

Next, we will look at the FIRE output and objectives. We are involved in three types of activities: i) provision of incentive grants for installation of bioenergy projects; ii) program promotion such as this conference today to tell you about the FIRE program and the use of bioenergy; and iii) provision of technical advice and assistance on bioenergy technologies and economics of bioenergy projects. We answer inquiries from many parts of Canada and many different industries on the technical and economic aspects of bioenergy projects. The immediate objectives of the program are as follows: The first is to utilize biomass to replace petroleum and natural gas, or other fossil fuels, and to reduce pollution. Many places dispose of wood residues by burning them in teepee or beehive burners which produces particulate emissions and other kinds of organic pollutants, or by disposing them to landfill, which can in some cases, produce toxic waste and interfere with growth of vegetation and plants. Since bioenergy projects must satisfy provincial or other environmental requirements, they result in a reduction of pollution due to particulate emissions and the leachates coming from undesirable types of wood residue.

As well, bioenergy is also labour intensive and usually means more manpower to maintain and operate the projects. In addition, work is created to fabricate the projects, install the projects, and to design the projects. Often these jobs are created in locations where they are needed most since pulp mills and wood industries are usually located in remote regions of the country. In many cases pulp mills are located in single industry towns and therefore the job creation aspect is quite important from the perspective of the national economy.

Then there is the objective of increased energy self-sufficiency. It is quite obvious that a saw mill or a pulp mill that uses wood waste will purchase less oil or other fossil fuels. As well, profitability for these organizations will improve due to substitution of purchased fuels with internally generated biomass wastes that have no commercial value. In addition, there would be cost savings due to non-disposal of mill residues.

A longer term objective is the overall development of Canadian bioenergy manufacturing capacity. As more industries come into being and different types of bioenergy are produced in the country, there can be an acceleration in industrial development. There are a number of instances where through the impact of the FIRE program different types of equipment, like furnaces, are manufactured in Canada. As well as leading to a more efficient technology, another important aspect is the conservation ethic. As more people hear about bioenergy and the energy self-sufficiency of companies, there is a boost to the conservation ethic. People really think about energy savings and they see that these goals are realisable - they are not pie in the sky concepts.

Biomass utilization would contribute to Canada's self-sufficiency in energy, and provide economic and security benefits which will arise from importing less oil. Finally we have some preliminary calculations of some of the benefits of the program. First, when all the 123 projects supported by FIRE are completed, we will save close to 1.16 million tons of oil equivalent per year, which is about 7 million barrels of oil (or oil equivalent) per annum. That represents a saving of approximately 35 million dollars in oil compensation payments at current rates Another point is that these projects will consume about 370 million dollars of Canadian goods and services. produced in Canada. That means 57 million dollars of support from the government led to about $370 million expenditures on Canadian goods and services. In job creation, we estimate 5900 person years of new work will result from these 123 projects, and that is just in the installation of projects. There will also be permanent jobs created in maintaining and operating these projects when they are completed.

In conclusion, I would say that the total overall cost of the program is much less than the overall benefits which accrue to the Canadian society, and that biomass utilization has tremendous potential in Canada. Thank you very much.

3. Applications de la technologie bioénergétique: Résultats économiques et perspectives

Conférencier: Guy Drouin
Directeur du développement
Nouveler Inc.

Le premier choc pétrolier de 1973, suivi surtout du deuxième de 1978, a amené l'ensemble de la communauté internationale à prendre conscience de la fragilité d'asseoir la croissance économique sur une disponibilité "illimitée" et à bas prix de sources d'hydrocarbures en voie d'épuisement progressif et situées, pour la plupart, dans des régions politiquement instables.

La hausse rapide des prix de l'énergie, conjuguée surtout avec une volonté politique d'autosuffisance énergétique et d'équilibre de la balance des paiements, amène alors la plupart des pays à initier, mettre de l'avant et soutenir un train de mesures visant la mise en valeur de sources nouvelles d'énergie, dont surtout l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques. A titre d'exemple, le Brézil met une emphase particulière sur la production à grande échelle d'éthanol obtenu par fermentation de canne à sucre et sur les développements hydroélectriques afin de s'affranchir d'une part importante de ses importations de pétrole d'ici les dix prochaines années. La Suède, quant à elle, espère combler, d'ici l'an 2000 environ 15% de ses besoins énergétiques à partir de biomasse forestière produite par des arbres à croissance rapide. Enfin, le gouvernement du Québec, lors de la publication du Livre Blanc sur l'énergie en 1978, fixait à 5% la part que devrait représenter la biomasse dans le bilan énergétique provincial d'ici l'an 2000. Déjà l'industrie forestière brûle une part importante de ses déchets à des fins énergétiques. L'utilisation de la biomasse forestière à des fins énergétiques pourrait toutefois être appelée à devenir encore plus importante. En effet, selon les données d'une récente étude, il existe une disponibilité annuelle de biomasse forestière au Québec évaluée à environ 17 millions de tonnes métriques anhydres représentant une équivalence énergétique de deux Baie James, (voir schémas 1 et 2). Intégrée à un programme sylvicole approprié, l'utilisation de la biomasse forestière aux fins énergétiques offre à l'industrie et la société la possibilité de remettre en production, avec des essences appropriées, d'importantes superficies forestières.

Je décrirai donc dans ce court exposé les diverses filières énergétiques et leurs procédés pour convertir la biomasse forestière en produits énergétiques de valeur; je conclurai sur les aspects économiques de ces procédés et sur les principaux enjeux technologiques actuellement en cause.

Les procédés de conversion

Plusieurs options ou filières énergétiques existent pour récupérer ce qu'on pourrait appeler "l'énergie des arbres". Ce n'est, en effet, que par le développement d'une technologie appropriée qu'il sera possible d'ici la prochaine décennie de surmonter l'obstacle majeur à une utilisation à plus grande échelle de la biomasse forestière, soit sa très faible densité énergétique, et également de la transformer de façon à ce qu'elle puisse

se prêter aux différentes utilisations dans les secteurs résidentiel, industriel, commercial et celui du transport. En raison de sa faible densité énergétique, la biomasse est plus dispendieuse à transporter et à manutentionner; les systèmes de transport, de manutention et de conversion sont alors beaucoup plus coûteux que pour les combustibles conventionnels. Enfin il faut également tenir compte de la teneur en humidité de la biomasse qui rend sa combustion souvent difficile.

On reconnaît actuellement deux grands modes de conversion énergétique de la biomasse, soit le mode thermochimique et le mode biochimique. Le premier mode regroupe les procédés de combustion, de gazéification, de pyrolyse et de liquéfaction, alors que le deuxième mode regroupe les procédés d'hydrolyse, de fermentation de digestion anaérobique. Le schéma 3 illustre ces différents procédés et les produits qui en dérivent.

Les principaux aspects de chacun de ces procédés seront décrits.

Combustion directe

La combustion est une réaction chimique exothermique qui combine l'oxygène de l'air et le carbone du bois pour former un dioxyde de carbone (CO_2), alors que la complète oxydation de l'hydrogène du bois donne un peu d'eau

$$C + O_2 \longrightarrow CO_2 + 32.8 \text{ MJ/kg de C}$$

$$2H_2 + O_2 \longrightarrow 2H_2O + 142.1 \text{ MJ/kg de } H_2$$

C'est le moyen le plus connu et le plus utilisé pour libérer l'énergie de la biomasse, afin de produire de la chaleur.

L'industrie forestière récupère déjà une grande quantité d'énergie à partir du bois, grâce à la combustion des déchets de bois (écorce, sciure, branches) et des liqueurs usées des usines Kraft. Au Québec, l'industrie forestière brûle à l'heure actuelle environ 1 million de tonnes métriques anhydres d'écorce.

La façon la plus répandue d'utiliser les déchets de bois est de les brûler comme tel, dans de grandes chaudières classiques et de récupérer la chaleur sous forme de vapeur dans des chaudières à écran d'eau. Il existe toutefois plusieurs autres types de chaudières ou de brûleurs adaptés selon les propriétés particulières des déchets de bois utilisés (teneur en humidité, granulométrie, teneur en cendres, etc.) et selon les conditions désireés d'opération.

On distingue, par exemple, les fours de type "Dutch Oven", suivi d'une chaudière aquatubulaire, les chaudières à chambre unique, les chaudières à chambres multiples, les incinérateurs en suspension directe et les incinérateurs à lit fluidisé. Tout dépendant de la teneur en humidité du combustible ligneux, les rendements thermiques varient de 60% à 75%. Les seuils de rentabilité ne sont pas les mêmes pour un système à combustion à résidus humides ou secs. Pour le premier système, le seuil de rentabilité semble être limité aux chaudières d'une capacité minimum de 10,000 lbs/hre.

Il faut que le prix des résidus soit $20/ta, et que le facteur d'utilisation soit supérieur à 50%. Le rayon d'approvisionnement économique est donc limité à 80 km au plus. Pour la combustion des résidus secs la gamme de puissance potentiellement rentable est supérieure à 1,000 lbs/hre.

Toutefois, avec la hausse constante des prix de l'électricité, il est devenu de plus en plus intéressant de considérer la production conjointe de vapeur et d'électricité, d'autant plus que le coût marginal d'investissement d'un kilowatt installé de cette façon est dans plusieurs cas inférieur à celui d'un projet hydro-électrique.

Cogénération

En effet, s'il existe un marché captif d'au moins 100,000 lbs/hre de vapeur en continu, avec un facteur de charge d'environ 70%, il devient alors intéressant de considérer la génération simultanée de vapeur et d'électricité, ou la cogénération.

Le principe consiste à porter la vapeur à haute pression (850psig), qui en se décomprimant dans une turbine, fournit un travail mécanique utile aux fins de production d'électricité. La vapeur, extraite à différentes pressions d'utilisation, est utilisée dans les procédés industriels.

Pour être rentable, la production d'électricité doit être considérée comme étant un sous-produit de la production de vapeur. Le schéma 4 nous montre les résultats d'une étude pour un projet type de cogénération qui a été récemment étudié. La demande de vapeur est estimée à 250,000 lbs/hre en hiver et 215,000 lbs/hre en été, pour des pressions variant de 15psig à 250psig. La capacité de l'alternateur retenu est d'environ 17 Mw et cinq cas sont étudiés.

Cas 1 Production de vapeur seulement, et combustion des résidus humides à une teneur en humidité de 50%; c'est le cas de base.

Cas 2 Production de vapeur et d'électricité au moyen d'une turbine à contre pression.

Cas 3 Production de vapeur et optimisation de la production d'électricité par un cycle combiné (turbine à gaz à chauffage indirect avec un combusteur externe et turbine à vapeur à un deuxième niveau). Le schéma 5 nous illustre ce système.

Cas 4 Ajouter au cas 2 un système de préséchage des résidus par la chaleur latente des gaz d'échappement, permettant de ramener la teneur en humidité de 50% à 35%.

Cas 5 Ajouter au cas 3 le même système de préséchage que précédemment.

La consommation annuelle de résidus varie de 180,000 à 235,000 tonnes anhydres par année pour un prix variant de $5 à $35/tonnes anhydres (voir schéma 6). Le coût des immobilisations est de $31 millions dans le cas 1, $45 millions pour le cas 2, $57 millions pour le cas 3, $43 millions pour le cas 4 et $58 millions pour le cas 5.

Si on revient au schéma 4, l'étude conclut que le cas 4 est le plus favorable pour une production à un moindre coût d'électricité. C'est le cas où un préséchage des résidus humides est effectué à partir de l'utilisation des gaz d'échappement. Les autres cas ne le sont pas, compte-tenu des faibles coûts d'électricité au Québec. En d'autres mots, il est en général plus rentable de favoriser la production de chaleur que la cogénération au Québec. Le schéma 7 nous montre le coût marginal de la puissance installée pour chacun des cas étudiés. Il est estimé à moins de $1,000/Kw pour les cas 2 et 4, par rapport à environ 1,600/Kw pour la Baie James. C'est donc dire qu'il pourrait être tout de même avantageux que les pouvoirs publics favorisent à moyen-terme ce mode de production d'électricité. On retrouve d'autres systèmes pour la production de puissance, surtout pour les régions isolées, où le prix de l'huile diésel est élevé. Le couplage d'une chaudière avec un moteur à vapeur en est un exemple. Une étude récente effectuée à ce sujet par SNC conclut qu'une telle approche peut être rentable, pour des puissance de 250Kw et plus.

En conclusion, mise à part le cycle de la turbine à vapeur, les autres cycles sont pour la plupart à un stade de recherche expérimentale, ou en voie de commercialisation; ils répondent, en général, à des conditions d'opération très spécifiques, où une optimisation des rendements est surtout recherchée. Aussi, à l'heure actuelle, les efforts en recherche et développement visent surtout à développer des systèmes qui améliorent les caractéristiques physiques de la biomasse avant la combustion, pour augmenter ainsi les rendements énergétiques et les conditions d'opération.

Densification et pré-séchage

En effet, la combustion de la biomasse aux fins de production de vapeur et/ou d'électricité amène plusieurs contraintes en raison de la nature même de ce combustible.

La biomasse a généralement une faible densité énergétique par masse et par volume (16 fois plus faible que l'huile no. 6), ce qui est un inconvénient majeur par rapport aux combustibles conventionnels qui sont ainsi plus faciles à stocker, à transporter et à brûler. Le schéma 8 illustre ces caractéristiques. Le rayon maximum d'approvisionnement d'une usine est ainsi limité à environ 80 kilomètres. Au-délà de ce rayon, les coûts croissants de transport rendent, dans la plupart des cas, prohibitive l'utilisation de la biomasse aux fins énergétiques. La biomasse se caractérise également par une forte teneur en eau, qu'il est désirable d'éliminer avant la combustion, afin d'en améliorer le rendement.

Pour améliorer les propriétés physiques du combustible, plusieurs procédés ont été développés, dont la mise en granule de bois par densification. Un combustible propre, homogène, sec et peu polluant est ainsi produit. Quelques 17 usines de densification existent aux Etats-Unis, construites par Woodex, Guaranty Performance Inc. et Mardee Corp. La granule densifié constitue un combustible satisfaisant pouvant être brûlé comme supplément ou substitut au charbon ou à l'huile. Au Québec, toutefois, la granulation ne peut se justifier que si le lieu de production de la biomase est éloigné de son centre de consommation. Elle devra également soutenir la concurrence de sources d'énergie plus faciles à stocker, ou à manutentionner, telles le gaz naturel, dont le Canada recèle de grandes réserves, et l'hydroélectricité.

Il est, en général, beaucoup plus rentable de pré-sécher les résidus de bois en récupérant les gaz d'échappement de la fournaise. Des systèmes intégrés de pré-séchage existent sur le marché, tel celui de Bahco, de Suède et de Thomson, des Etats-Unis.

Prix et rentabilité

Les résidus de bois possèdent un avantage économique certain pour la production de chaleur et/ou d'électricité. Le schéma 9 nous illustre les prix respectifs de différentes formes de combustible. À un prix moyen de $30/tonne anhydre, qui est un prix représentatif pour les résidus de bois provenant des scieries dans un rayon de 80 kilomètres, et en tenant compte des facteurs d'efficacité énergétique, le prix moyen des résidus de bois est de $2.63/GJ, par rapport à $4.95/GJ pour le gaz naturel et $7.45/GJ pour l'huile no. 2. Toutefois, à l'investissement, les systèmes de combustion alimentés aux résidus de bois sont plus coûteux, compte tenu des systèmes de stockage et de manutention plus complexes. Règle générale, il faut que le prix livré des résidus de bois soit au moins 2 fois inférieur à l'huile ou au gaz naturel pour justifier une analyse approfondie d'une conversion à la biomasse.

Gazéification

La gazéification est une réaction chimique complexe se produisant lorsque l'on chauffe une matière organique dans un milieu pauvre en oxygène. Le schéma 10 nous montre les différentes possibilités d'utilisation du gaz. Le gaz produit renferme de l'hydrogène (H_2), du monoxyde de carbone (CO), du bioxyde de carbone (CO_2) et des hydrocarbures à forte teneur en azote (N_2), si l'air est utilisé à la place de l'oxygène pure (O_2). C'est un gaz de faible teneur énergétique (4 MJ/m3) qui peut être brûlé sur place pour la production de chaleur, ou utilisé dans une turbine à gaz ou un moteur diésel. On retrouve de plus en plus d'utilisations commerciales de gazogènes pour le "RETROFITTING" de grandes chaudières alimentées en combustible conventionnel ou pour la production de puissance dans les réseaux isolés et les pays en voie de développement importateurs de pétrole. Le gaz ainsi produit ne convient pas très bien à la conversion chimique, puisqu'il renferme un grand excédent d'azote qu'il faut extraire pour créer un gaz de synthèse. L'utilisation de catalyseurs tels la cendre ou l'oxyde de calcium (CaO) peut grandement améliorer la production de gaz à teneur énergétique plus élevée. Toutefois, la production de gaz de synthèse pour transformation subséquente en méthanol (CH_3OH) ou en d'autres produits énergétiques à pouvoir calorifique plus élevé (ammoniac - NH_3, hydrogène - H_2, méthane - CH_4) sera possible en choisissant un gazogène utilisant l'oxygène pur comme carburant. Il semble que la voie ouverte par la production de méthanol à partir du gaz de synthèse soit celle qui offre les meilleures perspectives d'avenir, même si le rendement énergétique du procédé est faible (environ 38%). Le marché potentiel du méthanol semble, en effet, considérable en tant qu'agent d'accroissement de l'indice d'octane.

C'est dans cette optique que NOUVELER, à travers sa filiale BIOSYN, se propose d'ériger dans un premier temps un usine de fabrication de gaz de synthèse où sera démontrée la technologie du gazogène à lit fluidifié et pressurisé à l'oxygène. Le schéma 11 nous illustre plusieurs filières hybrides. Dans le contexte québécois, l'option de coupler un électrolyseur à un gazogène offre des perspectives intéressantes comme moyen de stocker l'électricité excédentaire.

Il existe enfin d'autres voies de conversion énergétique de la biomasse, telles la pyrolyse, liquéfaction catalytique et l'hydrolyse des résidus de bois. Ces voies sont en développement et leur commercialisation sur une base rentable n'est pas envisagée avant 1990, du moins pour ce qui est de l'hydrolyse et de la liquéfaction du bois.

Pyrolyse

La pyrolyse est définie comme étant la décomposition physico-chimique de matière organique en l'absence d'oxygène. Les sous-produits de la pyrolyse sont le charbon de bois (28MJ/Kg), une huile lourde appelée huile pyrolytique ou pyroligneux (22MJ/Kg) et un gaz à basse teneur énergétique (4MJ/m3).

Tout dépendant de la façon dont sont fixées les variables de contrôle du procédé (température, pression, vitesse de carbonisation), il est possible de produire selon des proportions variables trois sous-produits. Typiquement, une tonne de résidus de bois à 50% de teneur en eau peut produire 160 Kg de charbon de bois, 41 litres d'huile lourde, et 325 m3 de gaz. Règle générale, le gaz à faible teneur énergétique est brûlé sur place pour sécher le bois. Le schéma 12 illustre un cas typique d'un pyrolyseur mis au point par la société Tech Air Corp.

On distingue deux types de pyrolyse: la pyrolyse à vitesse lente et la pyrolyse à vitesse rapide (flash pyrolysis). L'huile pyrolytique est équivalente à l'huile lourde no.6; elle est toutefois très visqueuse et souvent malpropre.

Des recherches se poursuivent toutefois pour tirer de cette huile, par méthode de fractionnement, des produits chimiques à haute valeur ajoutés, tels l'acétol et le pyrocatéchine. La pyrolyse à vitesse rapide génère dans une grande proportion une huile riche en oléfines qui peut, par synthèse chimique, être convertie en alcools, glycols, éthers, essence, etc...

En conclusion, la pyrolyse du bois est une technologie en développement qui offre une gamme variée de produits potentiels. Aucune installation commerciale n'a été à ce jour installée.

Liquéfaction catalytique

La liquéfaction catalytique, également appelée hydrogénation ou carboxilolyse, est une réaction de réduction où le monoxyde de carbone (CO) réagit avec la matière cellulosique à des températures de 250 à 350 degrés Celsius et à des pression de 70 à 350 atmosphères.

Le combustible liquide produit ressemble à l'huile no. 6; il possède toutefois un pouvoir calorifique plus faible, soit environ 30MJ/Kg. Dans le procédé original, développé par le U.S. Bureau of Mines en 1974, le monoxyde de carbone (CO) est utilisé comme agent réducteur, avec la vapeur et/ou l'hydrogène, en présence d'un catalyseur (Na_2CO_3 ou HCO_2Na), à une température de 305 degrés Celsius et à une pression de 340 atmosphères. Selon ces conditions, une huile lourde a été produite; toutefois, le matériel contenant un taux élevé de lignine se prête mal à la réaction catalytique. La haute viscosité de l'huile et son impureté posent également certains problèmes.

Les recherches actuelles visent à régler ces questions. Une récente étude effectuée par SNC évalue à $31/baril le prix de revient de cette huile, pour une usine de 1000 tonnes/jour.

Hydrolyse

Le bois est principalement composé de cellulose, de hemicellulose, (polysaccharides) et de lignine dans des proportions moyennes de 40%, 25% et 25%. La cellulose peut être hydrolysée sous l'action d'acide ou d'enzymes en sucre de bois ou glucose qui, par fermentation, au moyen de levure, produira, entre autres, de l'éthanol, ou un ensemble de produits chimiques plus complexes (voir schéma 13). Ces procédés ont connu une certaine popularité dans le passé et suscitent actuellement un regain d'intérêt au Canada, aux Etats-Unis, au Japon et en Europe. Avec l'utilisation grandissante d'éthanol produit à partir de déchets agricoles aux Etats-Unis (mais) et au Brézil (canne à sucre) comme mélange à l'essence, une attention particulière est naturellement portée vers les procédés de fabrication à partir de matière cellulosique. Aujourd'hui, le procédé de fabrication d'éthanol supporte difficilement la concurrence, au plan économique, avec celui de méthanol. En effet, les procédés d'hydrolyse par action d'acide causent une certaine dégradation des poly-saccharides contenues dans le bois, ce qui abaisse le rendement en sucre fermentable.

Les procédés d'hydrolyse enzymatique peuvent toutefois grandement améliorer les rendement en sucre, tout en rendant les sous-produits de l'hydrolyse, l'hémicellulose et la lignine, aptes pour la production de produits chimiques à haute valeur ajoutés. La lignine du bois peut, en effet, être transformée en phénol ou en différents agents liants, alors que l'hémicellulose peut donner des mélasses ou, par fermentation additionnelle, de l'éthanol. D'après les études en cours, il semble que la production d'éthanol par voie enzymatique à partir de fibre cellulosique puisse être une voie très prometteuse. En effet, comme le souligne un rapport récent du comité sénatorial sur les énergies de remplacement, avec le dévelopement de nouvelles enzymes hydrolytiques, de nouveaux organismes de fermentation génétiquement structurés et de nouveaux moyens de séparation et d'utilisation de la lignine dérivée par ce procédé, la production d'éthanol à partir de matières cellulosiques a de bonnes chances de s'imposer comme une excellente énergie de remplacement.

Perspectives d'avenir et enjeux économiques

Comme nous venons de le voir, les procédés de conversion de la biomasse en énergie et en produits chimiques sont variés, simples ou complexes, et peuvent être adaptés à une gamme très étendue de situations particulières. Le schéma 14 nous montre les principaux enjeux économiques. La combustion directe demeure et demeurera encore pendant un certain temps le moyen prévilégié de convertir l'énergie de la biomasse en chaleur et en électricité, notamment auprès de l'industrie forestière. Au Québec, à moins d'une tarification spéciale, la cogénération thermo-électrique demeurera marginale. Les développements des techniques de préparation du combustible ligneux par densification ou séchage permettront d'améliorer grandement les rendements. Enfin, la gazéification de la biomasse aux fins de production de chaleur pour le retrofitting d'installation existante et de puissance dans les réseaux éloignés offre des perspectives de développement intéressantes d'ici les prochaines années.

Toutefois, à moyen terme, la transformation de la biomasse, aux stades intermédiaires comme au dernier stade, a pour principal objectif de produire un combustible liquide. L'essence est, à volume égal, plus énergétique que ses concurrents. L'énergie y est concentrée; en outre, c'est un produit familier. Les filières énergétiques pour produire un combustible à haute densité énergétique tel le méthanol et l'éthanol sont multiples. La gazéification du bois et l'hydrolyse par voie enzymatique demeurent des voies qu'il faut continuer à explorer sur les plans technologiques et économiques jusqu'à ce qu'elle permette la commercialisation d'un carburant alcoolisé comme option de remplacement au pétrole. Toutefois, dans plusieurs cas, les rendements économiques ne justifient pas encore une commercialisation de ces procédés et les efforts en développement doivent se poursuivre. Le Québec, grâce à l'importance de ses ressources forestières et techniques, possède tous les atouts nécessaires pour réaliser une percée importante dans ce domaine. C'est dans cette perspective que la Société NOUVELER INC. avec la participation de Canertech Inc. et des gouvernements fédéral et provincial, a récemment investi un montant de $21.6 millions pour la mise au point éventuelle de la filière méthanol.

SCHEMAS

SCHEMA 1

BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC

(1983)

	10^{15} JOULES	%
ÉLECTRICITÉ	373	30
PÉTROLE	742	60
GAZ	119	9
CHARBON	14	1
ÉNERGIES NOUVELLES	3	-
	1,251	100

Source: MER

SCHEMA 2

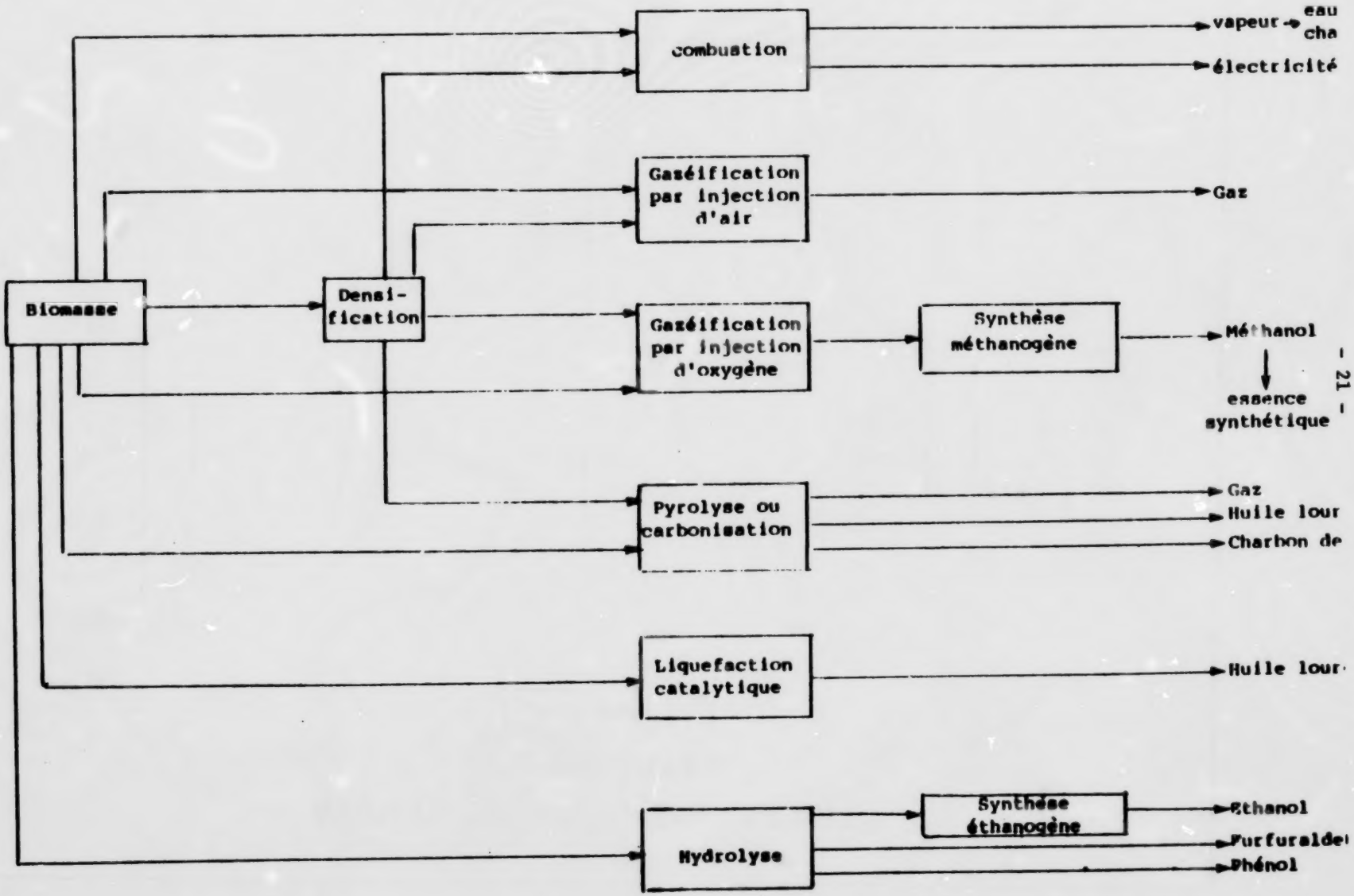
RÉPARTITION DE LA BIOMASSE AU QUÉBEC

TYPE DE BIOMASSE	MILLIONS DE TONNES MÉTRIQUES ANHYDRES	10^{15} JOULES
Biomasse forestière		
Accessible économiquement	17.0	315
Accessible à long terme	13.6	253
Tourbe	19.0	363
Déchets municipaux et agricoles	4.5	52
	54.1	983

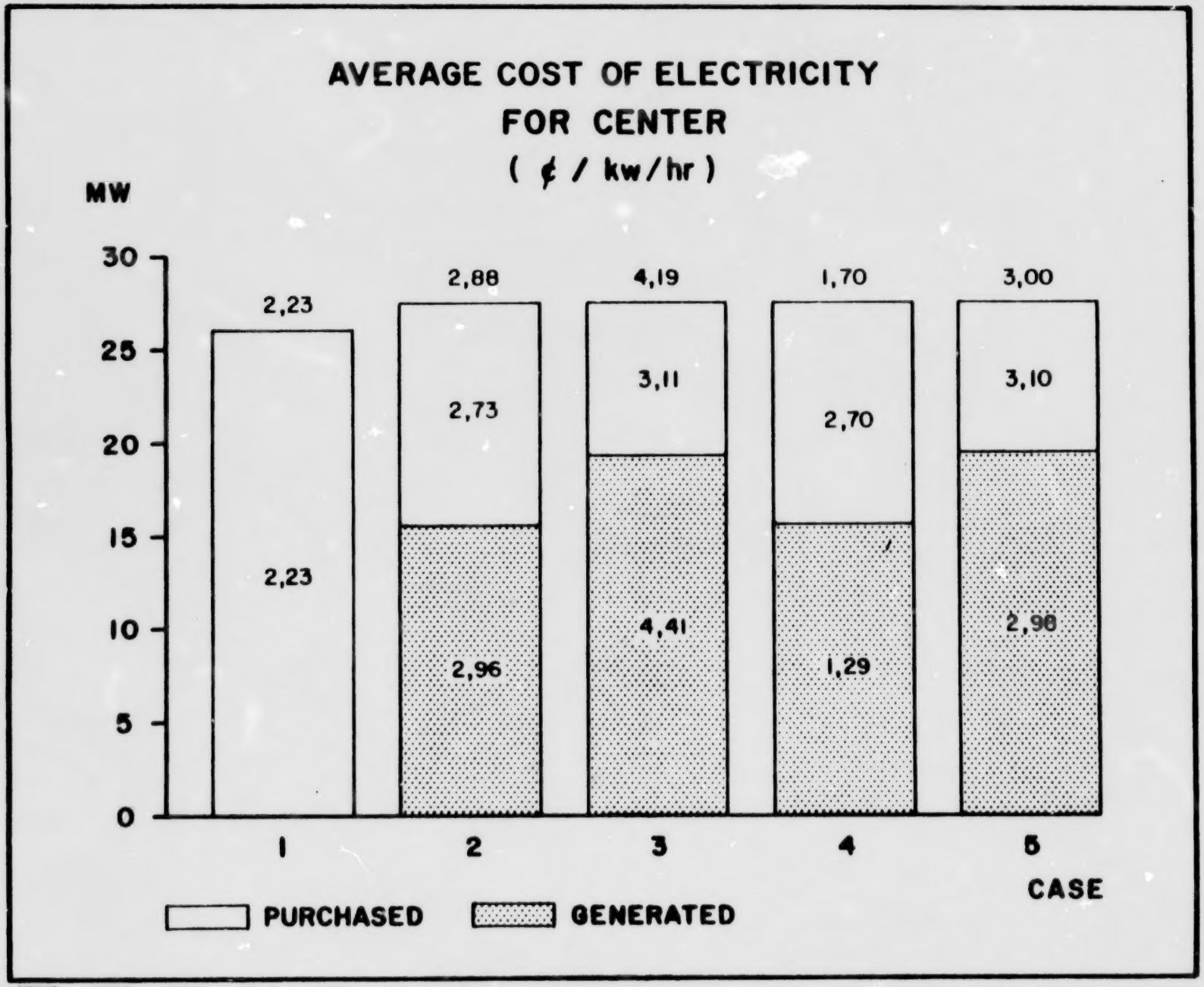
SOURCE: Nouveler Inc.

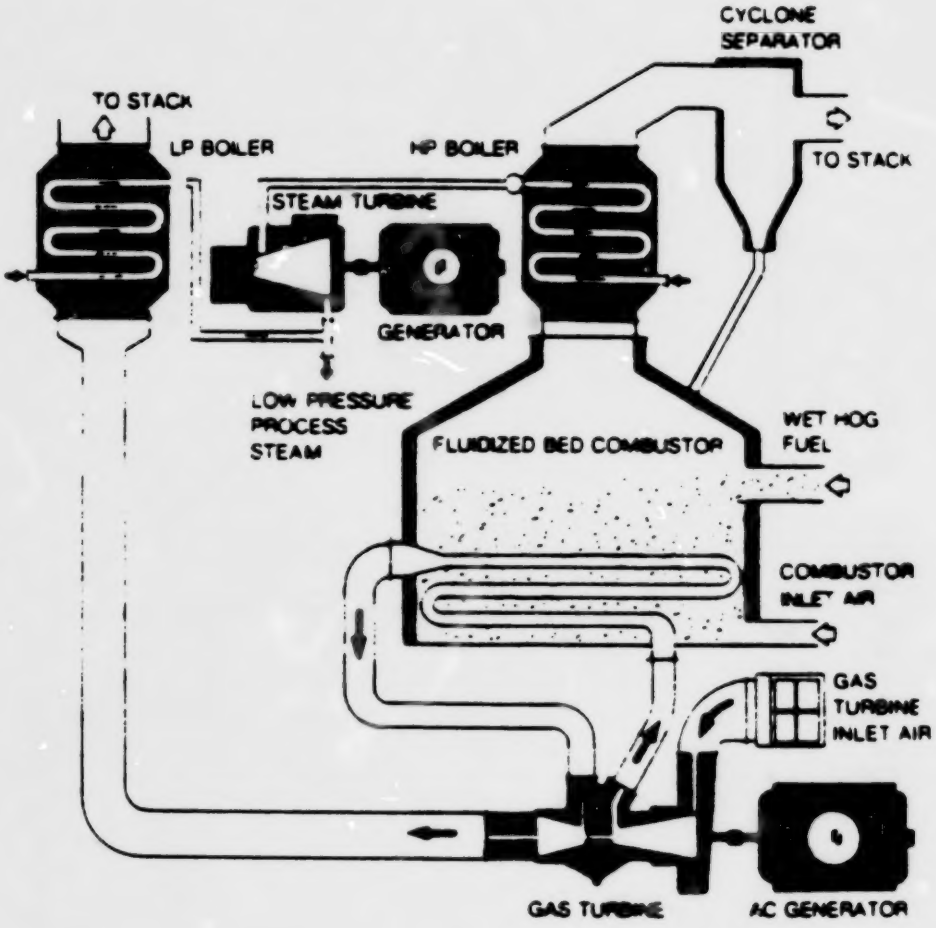
SCHEMA 3

PROCEDES DE CONVERSION ENERGETIQUE DE LA BIOMASSE



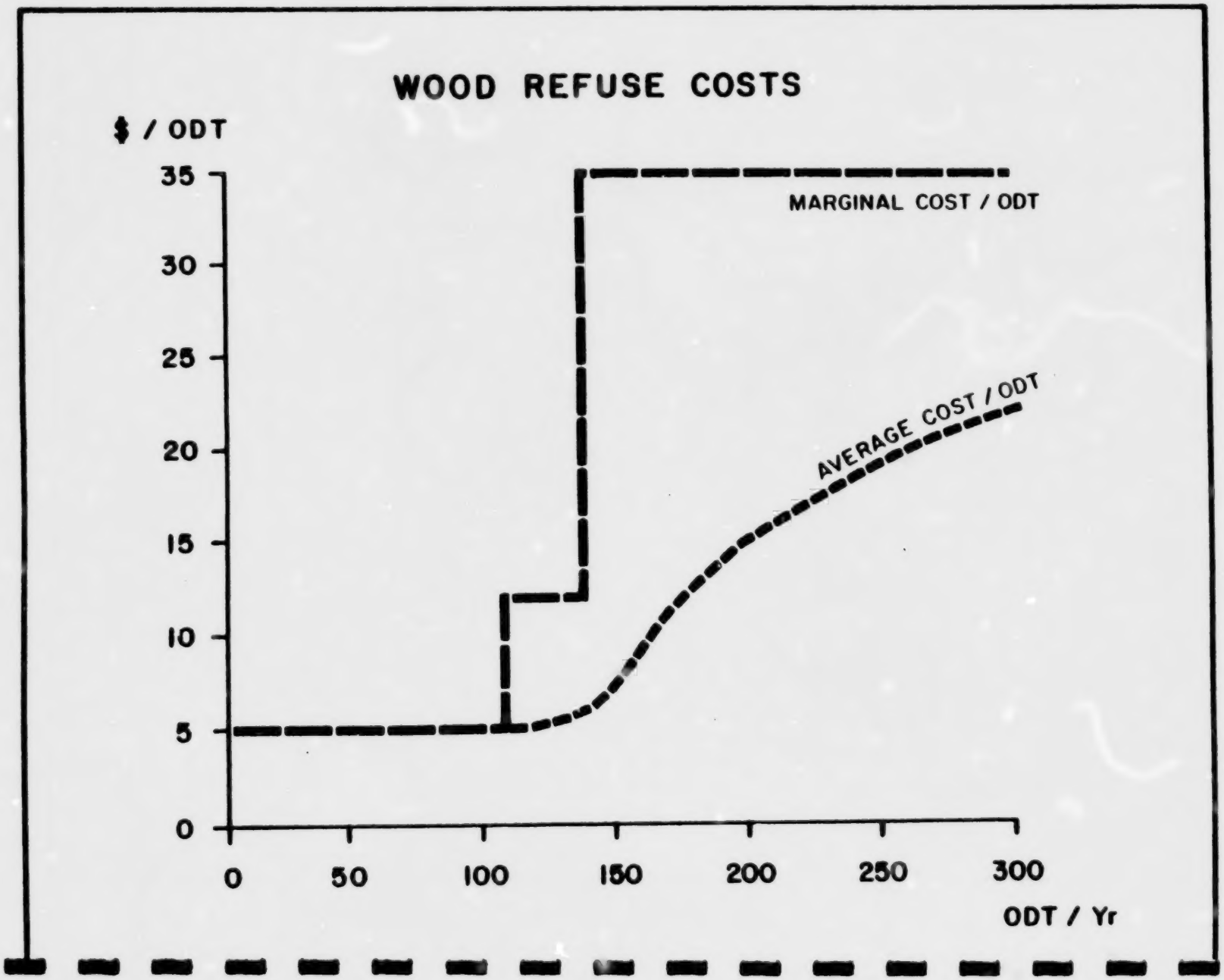
SCHEMA 4


AVERAGE COST OF ELECTRICITY
FOR CENTER
(¢ / kw/hr)
MW
30
25
20
15
10
5
0
2,23
2,88
4,19
1,70
3,00
2,23
2,73
3,11
2,70
3,10
2,23
2,96
4,41
1,29
2,98
1
2
3
4
5
CASE
PURCHASED
GENERATED

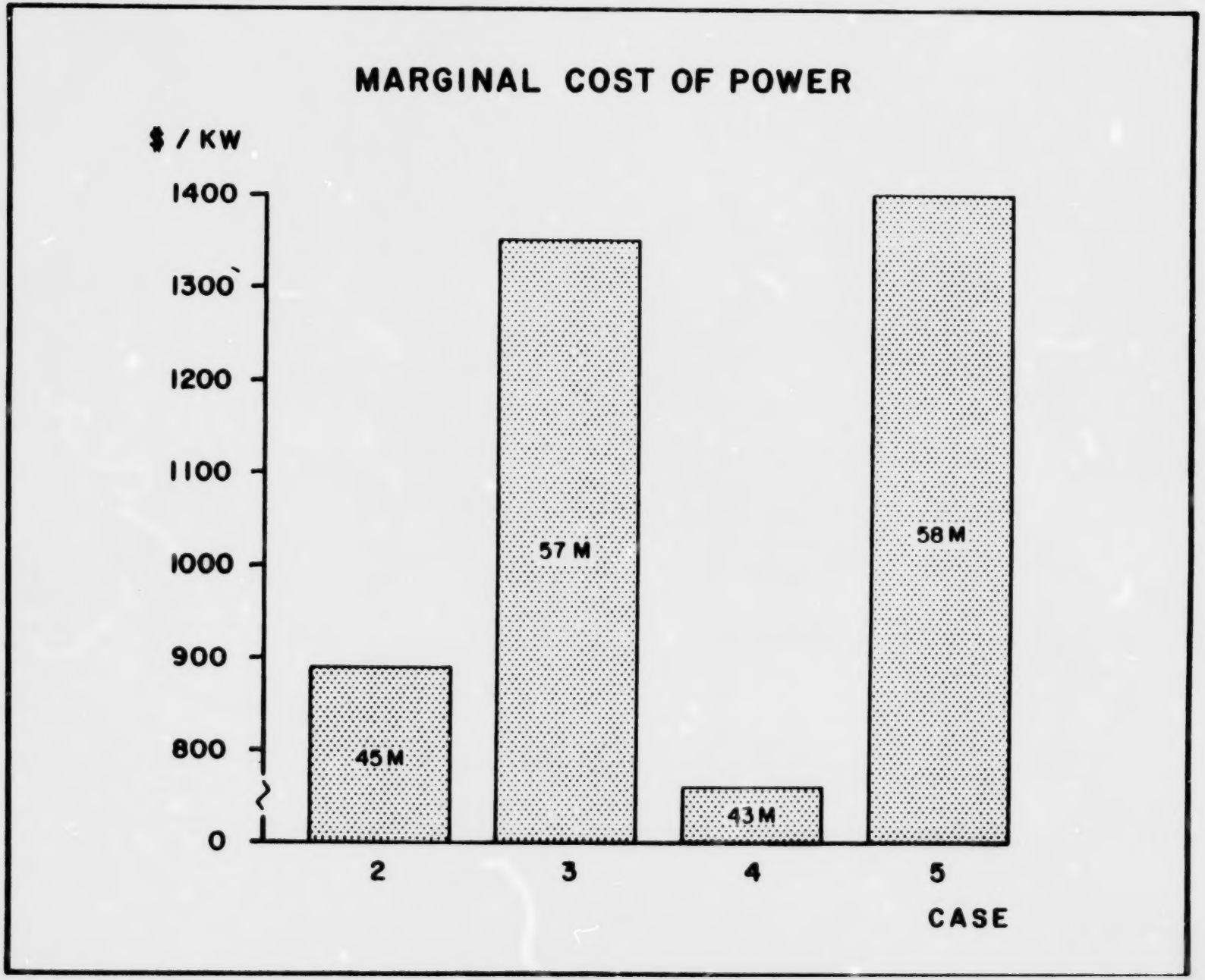


Plant Process Diagram
(Fluidized Bed Combustor)

SCHEMA 6


WOOD REFUSE COSTS
$ / ODT
35
30
25
20
15
10
5
0
MARGINAL COST / ODT
AVERAGE COST / ODT
0
50
100
150
200
250
300
ODT / Yr

SCHEMA 7


MARGINAL COST OF POWER
$ / KW
1400
1300
1200
1100
1000
900
800
0
45 M
57 M
43 M
58 M
2
3
4
5
CASE

SCHEMA 8

DENSITE ENERGETIQUE DE DIFFERENTS PRODUITS ENERGETIQUES

	BTU/lb (brut)	Efficacité %	MMBTU/tonne (net)	Densité en vrac (lb/pi^3)	BTU/pi^3 (net)	GJ/m^3	% △
ésidus en vrac	4,350	62	5.39	20	53,940	20.1	1.00
ésidus séchés	7,400	76	11.25	15	84,360	31.4	1.56
oulettes	8,500	78	13.26	40	265,520	98.9	4.92
harbon	13,000	78	20.28	55	557,700	207.7	10.34
ıile no. 2	19,665	83	32.64	51	832,320	310.1	15.43
ıile no. 6	19,430	83	32.25	55	886,880	330.4	16.44

SCHEMA 9

PRIX COMPARATIF DES BOULETTES PAR RAPPORT AUX COMBUSTIBLES CONVENTIONNELS ET L'ELECTRICITE, POUR LA PRODUCTION DE VAPEUR

	BTU	Efficacité	BTU (net)	$	$/MMBTU (net)	$/
Résidus en vrac	4,350/lbs	62%	2697/lbs	15/tonne	2.78	2.
Boulettes	8,500/lbs	78%	6630/lbs	64/tonne(1)	4.83	4.
Huile # 2	168,000/gal	82.5%	138,600/gal	1.09/gal(2)	7.86	7.
Huile # 6	172,000/gal	82.5%	141,900/gal	0.87/gal(3)	6.13	5.
Electricité	3413/KwHr	90%	3071/KwHr	2.4¢/KwHr	7.81	7.
Gaz naturel	1000/pi^3	77%	770/pi^3	4.02/pi^3(4)	5.22	4.

(1) Coût de la matière première - $30/tonne anhydre ou $15/tonne verte (courte)

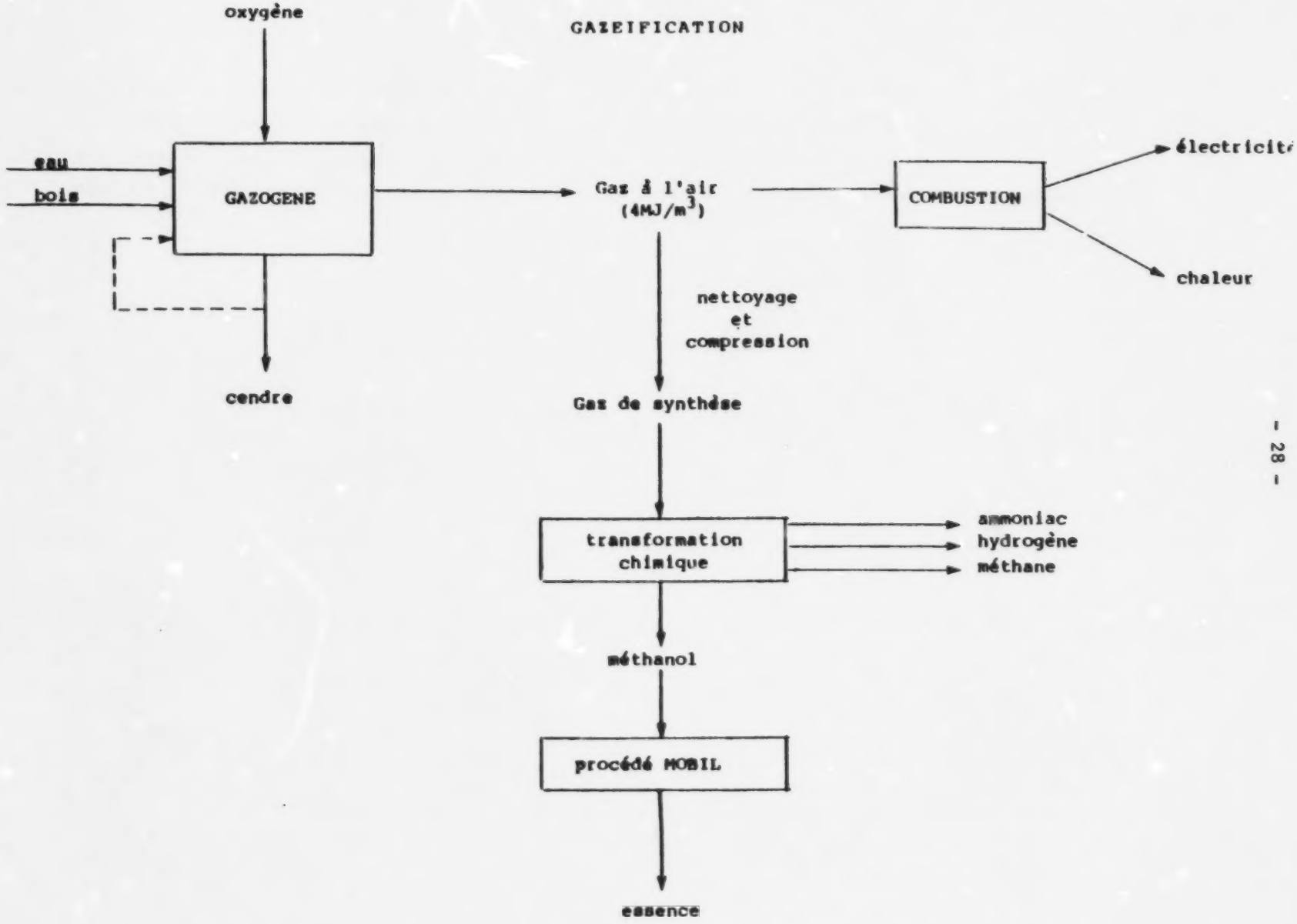
(2) Prix 1982: 24¢/litre FOB utilisateur - Montréal (Réf: Gulf Canada)

(3) Prix 1982: 19¢/litre FOB utilisateur - Montréal (Réf: Gulf Canada)

(4) Prix 1981: pour une consommation annuelle de 36,000 Mpc, à Montréal (1000 m^3)

SCHEMA 10

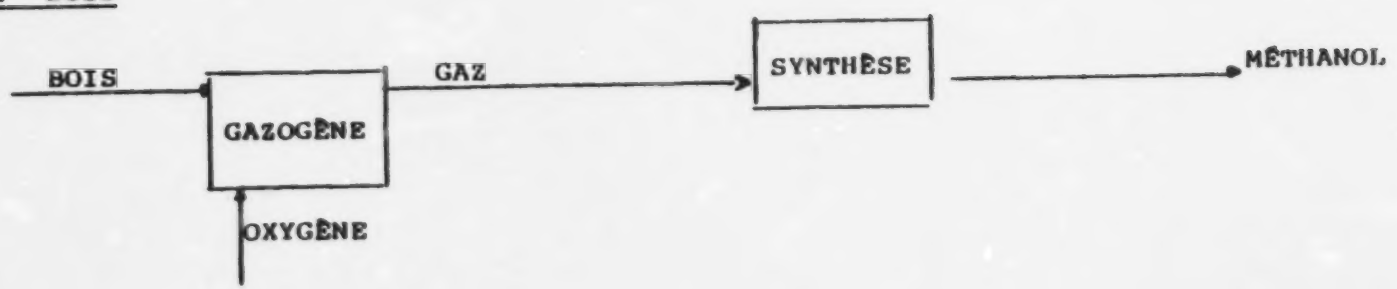
GAZEIFICATION



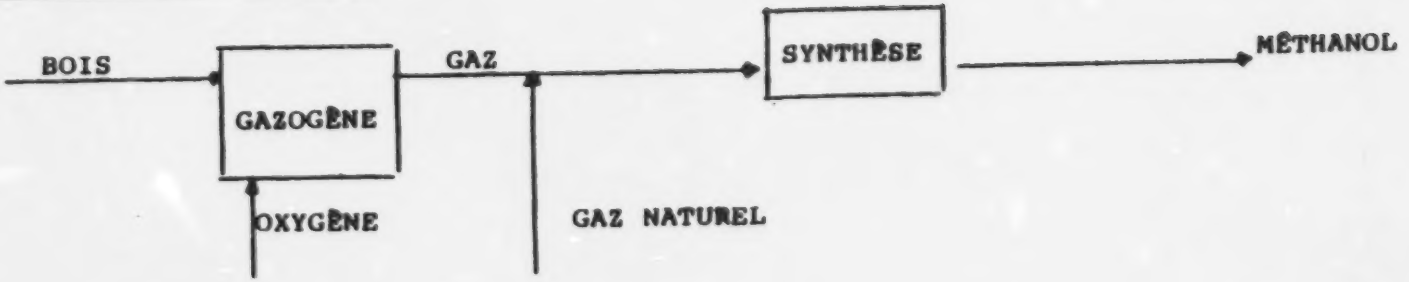
SCHEMA 11

PRODUCTION DE MÉTHANOL À PARTIR DE BIOMASSE
FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES POTENTIELLES

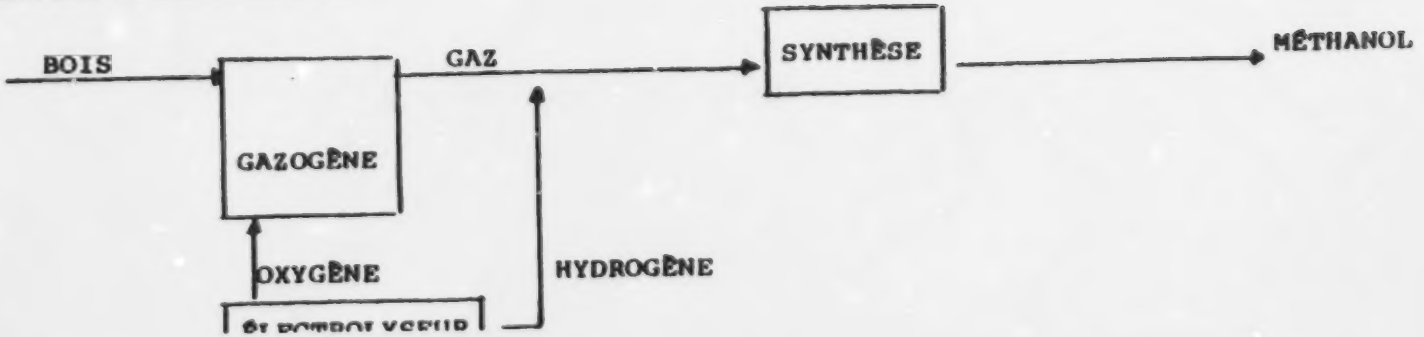
ILIÈRE A: BOIS



LIÈRE B: BOIS + GAZ NATUREL



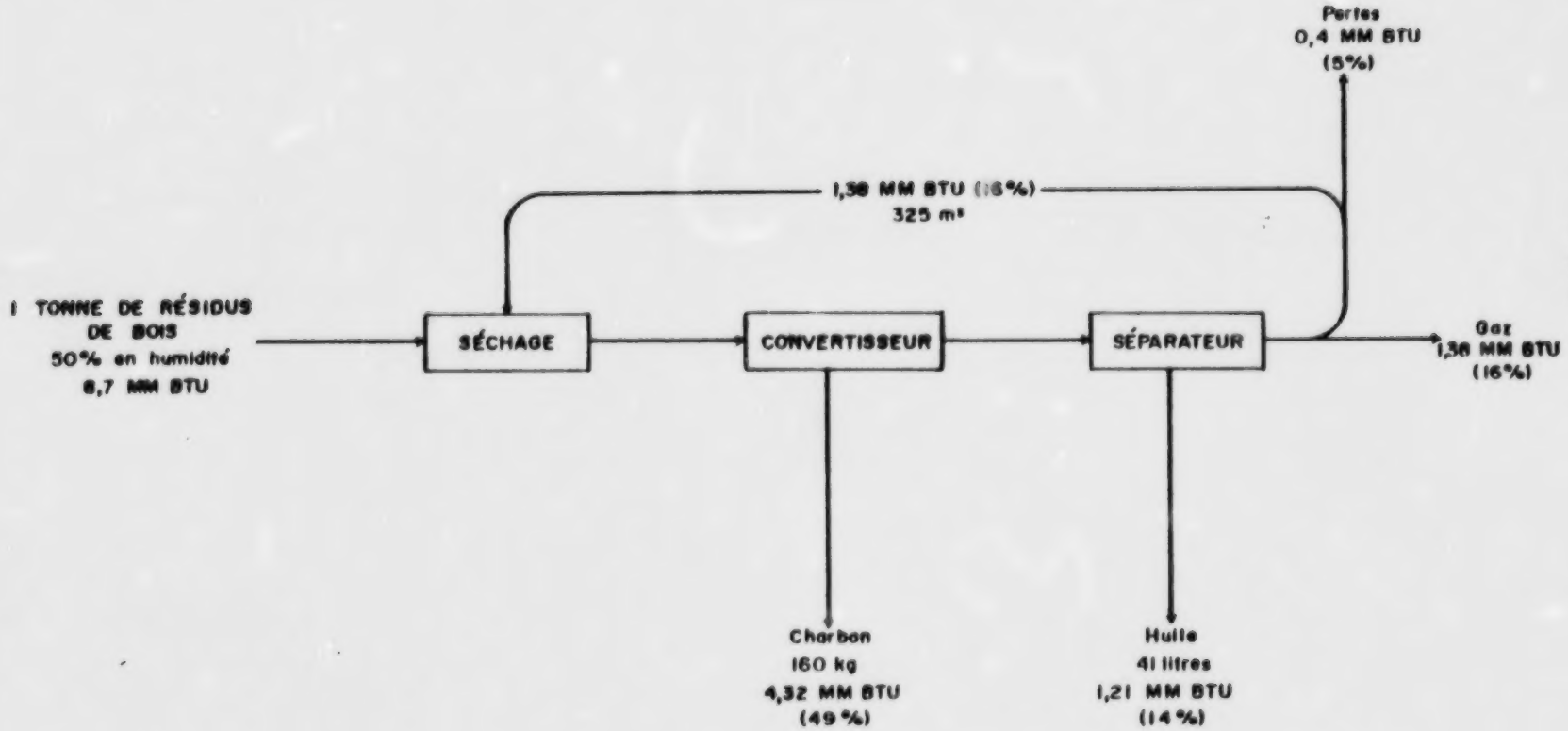
LIÈRE C: BOIS + ÉLECTRICITÉ



SCHEMA 12

PYROLYSE DE RÉSIDUS DE BOIS

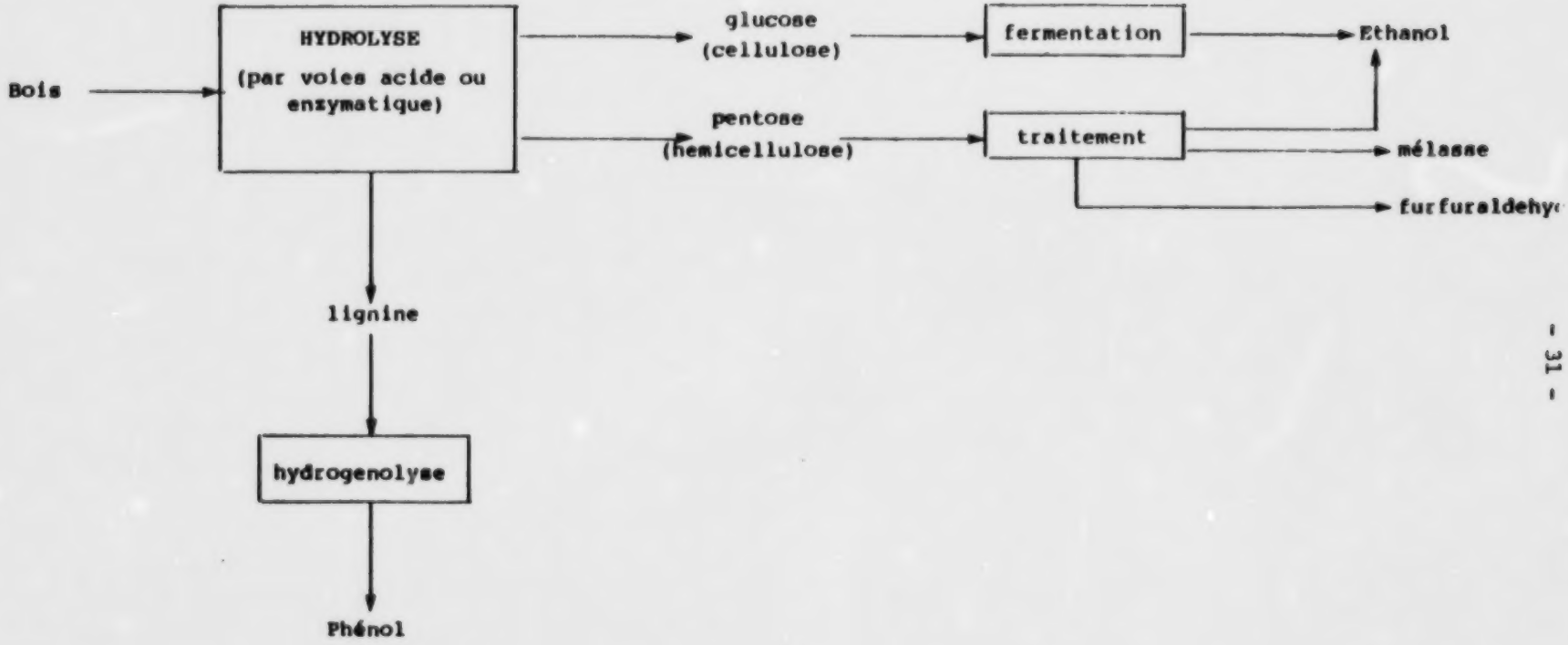
BALANCE MASSE-ÉNERGIE



SOURCE TECH AIR CORPORATION

SCHEMA 13

HYDROLYSE



SCHEMA 14

ASPECTS ÉCONOMIQUES
FILIÈRE DE CONVERSION ÉNERGÉTIQUE DE LA BIOMASSE

TYPE	CAPACITÉ	INVESTISSEMENT	PRIX DE REVIENT
COMBUSTION			
Chaleur	10-50kt/hre	$100,000/kt	$3.00 - $5.00/GJ
Puissance et chaleur	5-25MWe	$800 - 2,000/kw	3¢/kwhr - 7¢/kwhr
GAZÉFICATION			
Chaleur	25-100 GJ/hre	$80/MJ	$3.00 - $5.00/GJ
Puissance	600 KWe	$1,200 - 2,200/kw	9¢ - 20¢/kwhr
Méthanol	500 à 1,000t/J	$100 à 200 millions	20¢ à 50¢/litre
HYDROLYSE	850T/J	$130 millions	40¢ à 1.25¢/litre
LIQUÉFACTION	3000 T/J	$100 millions	$31.00/baril

Deuxième Session/Session Two

Chairman: W.M. Newby
Technical Director
Canadian Boiler Society

Bioenergy Technology:State of the Art

A Presentation by Member Manufactures of the
Canadian Boiler Society

---

4. The Inclined Water Cooled Grate

Speaker: D.B. White
Sales Manager
Central District
Foster Wheeler

INTRODUCTION

Foster Wheeler Limited (Canada) has nearly a half century of experience in designing and building steam generating equipment fired totally or in part by wood, and other fibrous fuels. Starting in 1936, our designs have incorporated the entire spectrum of burning equipment including Dutch Ovens, Dettrick Cells, Horseshoe Furnace, Stationary Water Cooled Grates, Continuous Ash Discharge Grates and most recently Suspension Firing, Pulverized Wood Firing and Fluidized Beds.

As pressures from the marketplace dictated, we have discarded some designs, improved others, dusted off and re-used some that had been deemed obsolete and developed new ones.

One such new design, the Inclined Water Cooled Grate, came into being in 1958, with the sale of a 30,000 pph bagasse fired boiler to a sugar mill in Colombia (Fig. 1). Since that date, thirty-three steam generators using the Inclined Grate have been sold. With design improvements in each instance, the Inclined Grate today is a highly efficient, flexible and reliable means of firing fibrous fuels.

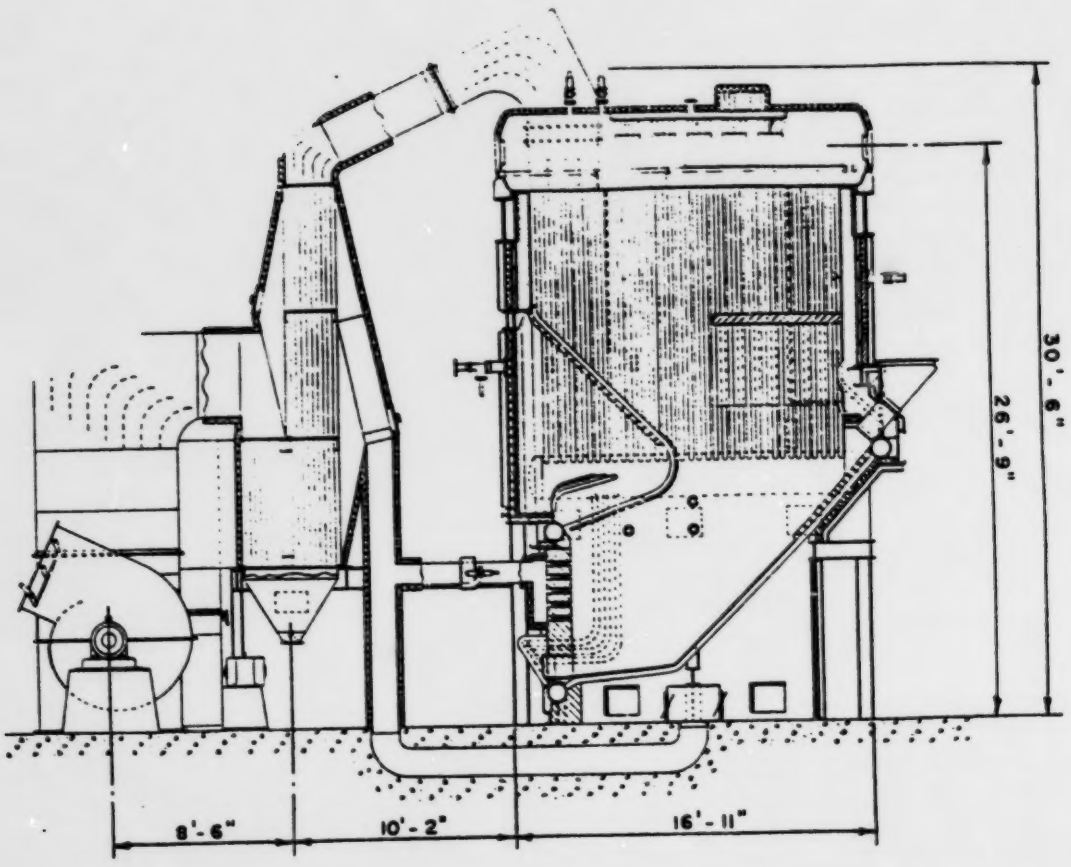


Fig. 1

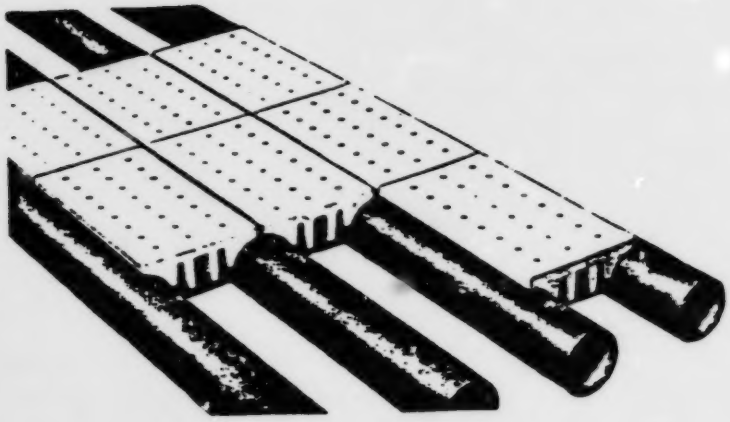


Fig. 2

THE INCLINED GRATE

The Inclined Water Cooled Grate, conceived, designed and built in Canada, consists of parallel grate tubes covered by alloy grate castings (Fig. 2). The grate is inclined at approximately 55 degrees from horizontal (Fig. 3). Wood refuse measuring up to 4 in. x 18 in. (cross-sectional area) is dropped from a feeder conveyor onto the upper grate slope where drying takes place. The volatiles are distilled and burned as the material slides down the grate. Final combustion takes place on the essentially flat-bottom surface. Combustion air is supplied in two forms; one as zoned undergrate air and the other as high pressure overfire air.

Ash removal is accomplished by intermittent operation of a series of sequenced steam jets to move the ash to the front where it is raked through ash doors in early designs and automatically dumped on the dumping grate sections of the modern designs.

At the time the Inclined Grate was conceived, fossil fuel cost and labour costs were relatively low and fibrous fuel was considered a nuisance item requiring incineration. Therefore combustion efficiency and reliability of the grates were not deemed critical. As time went on and the price of fossil fuel and labour climbed, users changed their opinons of fibrous fuels and of how it should be utilized.

Clients now demanded of the boiler manufacturers reliable wood firing equipment that was insensitive to the quality of wood being burned, and required little or no sustaining fossil fuel. At the same time, emission limits with regard to particulate were imposed on the users who in turn passed these limits on to the manufacturers. Through all this confusion Foster Wheeler saw a place for an improved inclined grate and proceeded accordingly.

Any style of grate has only two functions: one is to support the fuel bed, the other is to distribute the combustion air. If this combution air can be distributed evenly over the entire grate surface and maintained in that manner, a major stumbling block in the combustion efficiency will be overcome. To accomplish this, the modern inclined grate air plenum is zoned across the width and along the length of the grate (Fig. 4-A). A typical 300,000 pph steam generator has 30 independent air zones. This arrangement ensures combustion air flows to all sections of the grate, minimizing the likelihood of clinkering and reverse flow of volatiles and their subsequent combustion in the plenum chamber.

Overfire air is a tool, long recognized in the industry for its ability to maximize the combustion in the furnace and minimize the particulate carryover.

In past years a typical unit would be designed with two or three levels of overfire air in the front and rear wall, with a normal split of the combustion air of approximately 25% overfire air and 75% undergrate air. To optimize the overfire air characteristics, in conjunction with the inclined grate, flow model studies were conducted. The results of these studies dictated a greater reliance on overfire.

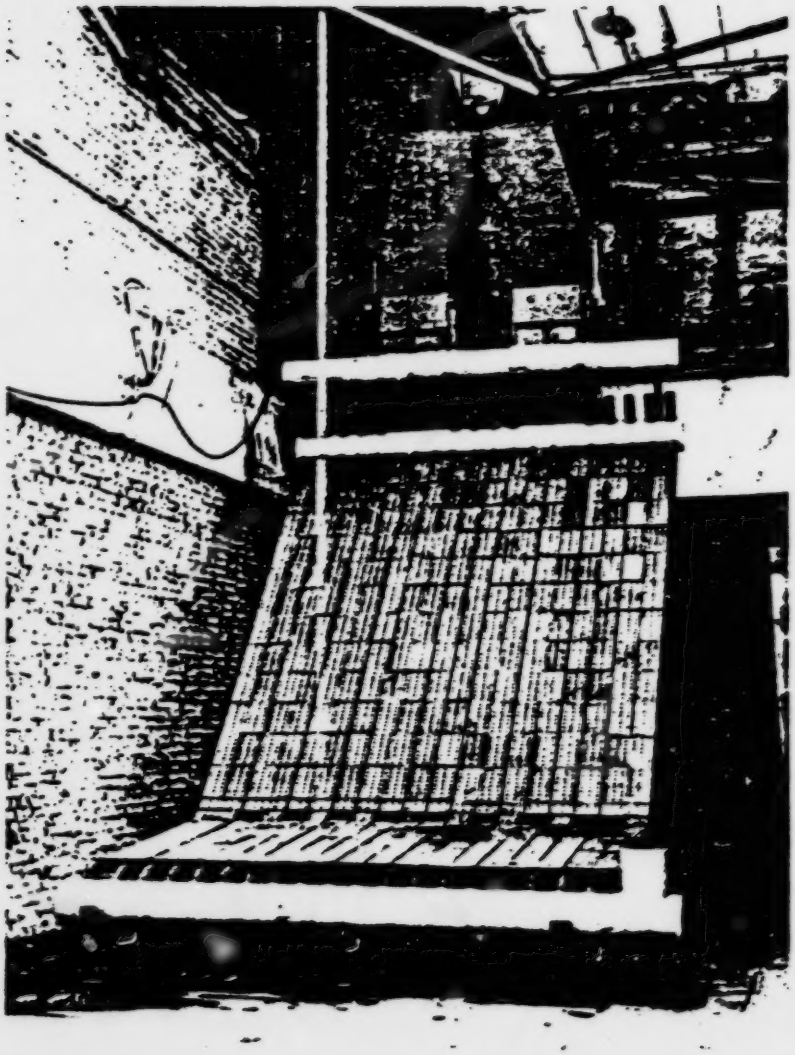


Fig. 3

Inclined Grate - Lower Furnace

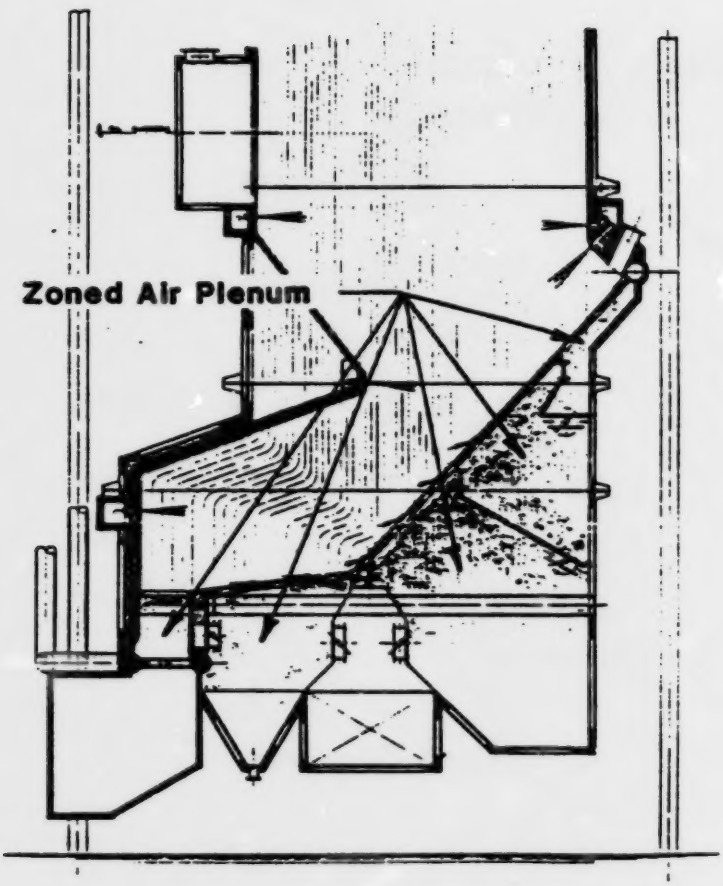


Fig. 4-A

Inclined Grate - Lower Furnace

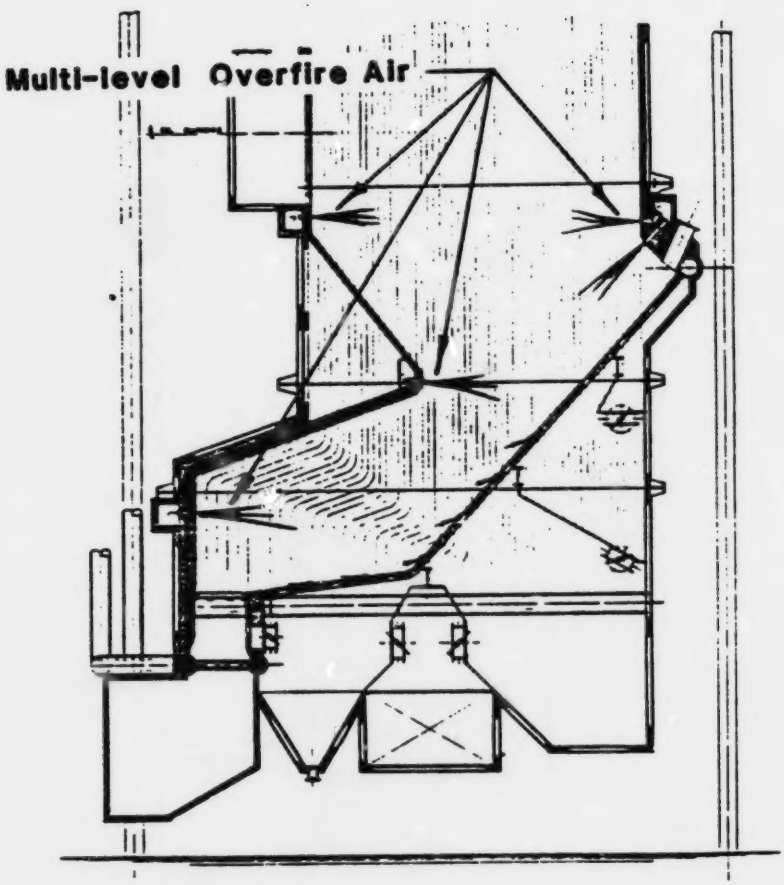


Fig. 4-B

Inclined Grate - Lower Furnace

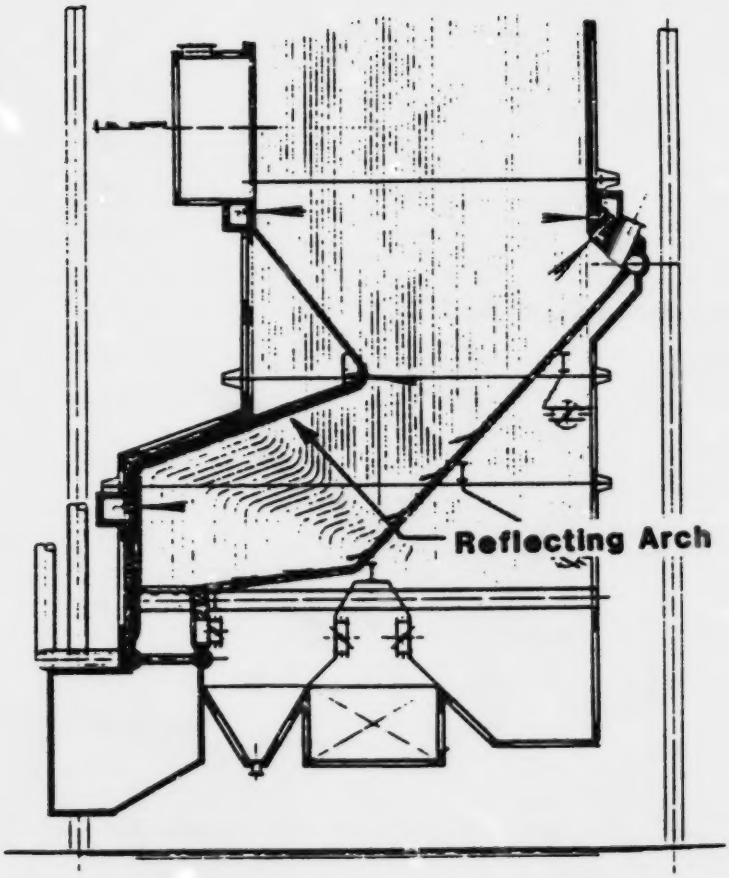


Fig. 4-C

Inclined Grate - Lower Furnace

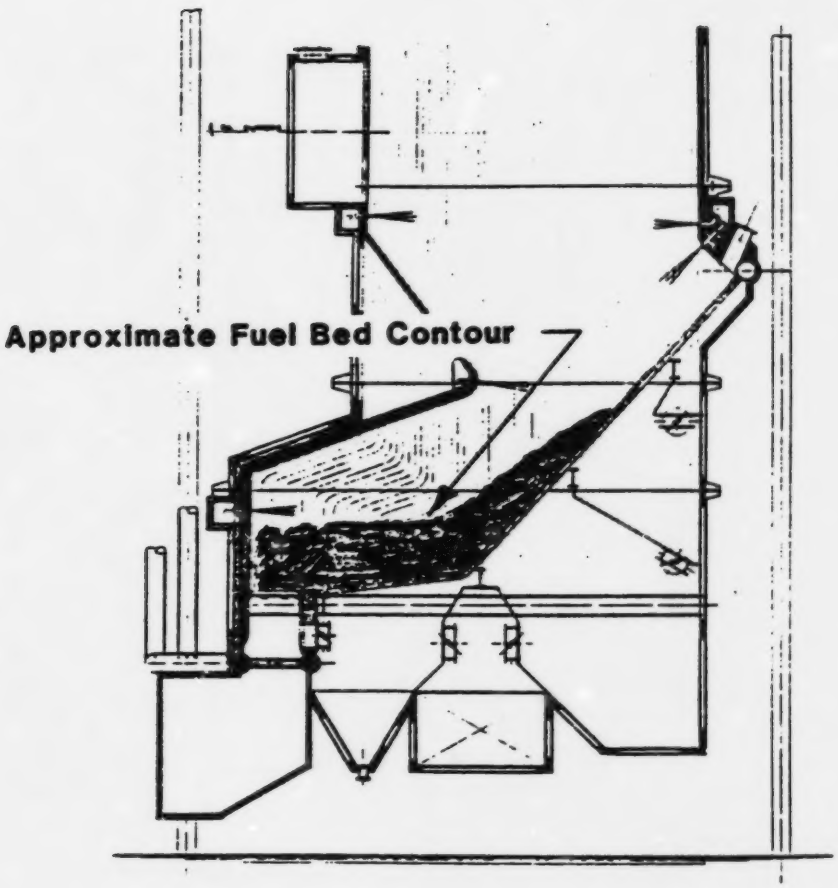


Fig. 4-D

Installations now are designed with as many as five levels of overfire air ports strategically located and directed so as to eliminate "dead pockets" in the furnace and recirculate the particulates in the hot furnace area (Fig. 4-B).

The results are reduced carbon loss and lower emissions of carbon monoxide and hydrocarbons.

Inherently the Inclined Grate is insensitive to fuel characteristics up to about 57% moisture content. Beyond this level the grate needs some form of assistance to ensure continuous combustion of the fuel. In years past this was normally in the form of fossil fuel firing. This approach no longer intrigues potential customers. As an alternative the "reflecting arch" was resurrected (Fig. 4-C). This water cooled, refractory covered arch reflects heat back to the fuel bed. This, coupled with the drying characteristics of the grate, and the proper use of the overfire air system, allows fuels with moisture contents in excess of 60% to be fired continuously with no auxiliary fuel support.

The method used to introduce fuel into the furnace allows for fine particles (less then 1/4"), large pieces (4" x 18") and stringy bark all to be fired with no ill-effects.

While large chunks and stringy bark are impossible to handle in mechanical type feeders and can cause difficulties in pneumatic feeders, these materials will flow through the spouts onto the inclined grate without difficulty. If the cross-sectional area of the fuel is less than 4" x 18" hogging is not necessary, whereas for spreader stokers the maximum size of fuel that can be handled is 4".

The fuel enters the furnace and slides down the inclined section, collecting and burning on the flat portion in a relatively thick pile. Ideally the top half of the inclined section is bare, the lower half of the inclined section is covered with a ribbon of fuel approximately 12" thick and the flat portion is covered with a fuel bed 2 to 3 feet thick (Fig. 4-D). Operating in this mode eliminates the necessity of accurate fuel feed control, and provides a quantity of stored fuel in the furnace.

An undesirable characteristic of wood as a fuel is its constantly changing moisture and ash content, which results in a corresponding fluctuation in the "as fired" heating value. Grates that do not have a reserve of fuel in the furnace must rely on accurate control of the fuel feed rate to follow steam demand. With the inclined grates' stored fuel, variances in heating value are less critical. Steam flow is controlled by varying the air flow not changing the fuel feed rate. As fuel either builds or declines on the grate, the operator changes the feed rate at his convenience.

In like manner, should there be a fuel interruption, the storage of fuel will allow a period of time in which the operators can react to the situation.

On spreader stoker units the fuel is thrown into the unit. The fine particles of the fuel, which by nature of the feed technique are in suspension, tend to remain in suspension and be carried over from the furnace.

On the other hand, with the inclined grate, the fuel is fed into the furnace via gravity in a quiescent mode. Fine particles are somewhat "trapped" in the fuel bed, dramatically reducing the carry-over to a spreader stoker unit. Reduction in total emission levels from the furnace of 30% to 50% can be expected.

Because there are no continuously moving parts in the heat of the furnace and the grates are cooled by the circulating tubes to which they are attached, maintenance is considerably lower than that required for the travelling type grates. Consequently, unscheduled outages are reduced to a minimum.

With the water cooled features of the grate, higher combustion air temperature can be tolerated on the inclined grate than on the travelling type grates. Typical limitations for the travelling grates are 450 degrees Fahrenheit when using standard grate bars and 550 degrees Fahrenheit when using ductile iron grate bars, whereas on the water cooled grate temperatures in excess of 6001 F can be used, increasing the possibility of using only a tubular air heater as the secondary heat trap and eliminating the economizer. This is particularly true on units operating below 500 psig.

SUMMARY

The inclined water cooled grate is zoned laterally and longitudinally for efficient combustion and ease of cleaning.

The grate is virtually maintenance free.

The system is not sensitive to variations in fuel feed, moisture or sizing. Complicated feeders are not required.

Fuels require little preparation prior to burning other than pressing and conveying to the furnace.

Fuel is not introduced in suspension. Char carryover to boiler bank, heat recovery and stack is minimized.

Water cooled grate surface permits use of high air temperature for improved combustion.

One last feature which is perhaps the inclined grate's most practical feature is that it adheres to the "KISS" Theory. "Keep It Simple Stupid".

5. Chemical Recovery Boiler Conversion To Wood Waste Firing

Speaker: J.A. Burnett, Design Engineer
Combustion Engineering-Superheater Ltd.
99 Bank Street
Ottawa, Ontario

INTRODUCTION

Most pulp mills need approximately double the quantity of steam which can be realized from the burning of black liquor, and if a paper mill is integrated with the pulp mill, the total steam requirements are considerably more than this. In recent years, increasing fuel oil costs have led to the feasibility of converting retired Chemical Recovery Boilers to wood firing.

The purchase of a new, higher capacity recovery unit opens the way to the conversion of the older, redundant unit to a wood waste power boiler for additional steam generation utilizing in-house fuel.

The Chemical Recovery Unit lends itself readily to conversion to wood waste firing due to its large furnace volume (based on a design low heat release rate for black liquor firing). The large volume available allows adequate time for drying and combustion of the hogged fuel before entering the convection zone.

CONVERSION CONSIDERATION

When conversions of this nature are undertaken, special attention must be given to the physical constraints existing in the building. Air and gas ducting must be routed to avoid interference with existing equipment which cannot be relocated. Platform steel removal and additional steel required to support the new equipment must be carefully scrutinized as to the effect on the whole building structure.

The addition of more superheater surface requires a review of the pressure part hanger and support level to ensure that the structure is capable of supporting the additional load. This additional load may be more than offset by the removal of the screen tubes, while the shortening of the furnace results in reduced weights which have to be accommodated. There may be some additional steel required to support the dust collector and ductwork, but locations are carefully selected to the mutual agreement of both the contractor and the customer.

This results in a system which should not infringe upon either the building integrity or the contractor design philosophy.

CASE HISTORIES

The following briefly describes a typical conversion of an existing, low-odour recovery unit to wood waste firing. The intent of the modifications was to install sufficient hog fuel and oil burning capacity for the mill's steam requirements with a minimum of changes and a minimum of downtime.

In early 1978, Boise Cascade (BCC) decided to convert their six (6) year old, B & W Canada, low-odour, kraft chemical recovery boiler (rated at 545 tonnes per day, dry solids) to hog fuel and bunker "C" oil firing. The unit had been retired as a chemical recovery boiler in late 1977 and since then had been used as an oil-fired power boiler (Fig. 1). Due to the limited capacity of the existing oil burners, the unit could generate only up to 20 kg/sec with superheater steam outlet conditions of 315 degrees Celsius at 4480 KPag. The original design superheater temperature was 400 degrees Celsius. A detailed circulation study of the unit concluded that the upper limit of evaporation capacity was 36.6 kg/sec. As BCC preferred a continuous ash discharge type stoker for hog fuel firing, the evaporation capacity limit was found to be 32 kg/sec when firing 55% moisture hog fuel. The hogged wood waste firing capability is provided by the new tangential overfire air ports, mechanical hog fuel distributors, under grate air and a travelling grate. The automatic tilting feature of the new tangential oil burners was added for two reasons: firstly, to control the superheater outlet steam at 400 degrees Celsius during oil firing and secondly, downward tilt to improve furnace stability when burning high moisture hog fuel. The tilt, in effect, raises and lowers the fuel oil fireball within the furnace (Fig. 2). The physical changes required to convert the recovery unit to a hog fired unit are illustrated in the arrangement of the unit after conversion (Fig. 3). The unit has now operated for over 3 years and has successfully achieved the predicted hog burning capacity, produced the predicted outlet steam temperature on oil firing using the tangential firing system, and attained the maximum predicted steam rating.

A more recent application in the conversion of recovery units to wood waste firing is found at the St. Regis (Alberta) plant. With the mill's purchase of a new, low odour recovery unit in 1976, the C-E 1956 unit became redundant. A metallurgical assessment of the boiler pressure parts was conducted in addition to a physical boiler inspection. Then an engineering study was performed which resulted in the two projected steam flows of 25.3 kg/sec and 34.7 kg/sec when firing hogged wood fuel or natural gas respectively. Unlike the BCC unit which already had a large economizer for flue gas heat recovery, the St. Regis project required removal of the existing Cascade evaporators and their substitution with a tubular air heater. The following is a review of the applicable conversion steps and some general design considerations: (See Fig. 4).

The maximum wood-waste firing capacity is primarily determined by the available grate cross-section, however, if this fuel quantity is not readily available then the grate shall be reduced to match the specified fuel flow rate. This will achieve a reasonably uniform fuel distribution on the grate as well as stable furnace operation under part load operation. A continuous ash discharge grate (CAD) with associated drive is then sized according to design standards for wood firing. The CAD (Fig. 5) must be laid out and checked for interference with existing boiler or building support columns.

The bottom portion of the existing downtakes must be replaced along with the furnace bottom headers and a portion of the lower furnace waterwalls to accommodate the new lower furnace configuration of a wood fired unit.

In the St. Regis design, wood waste is fed to the furnace via mechanical water cooled distributors which provide an adjustable trajectory. As each distributor will cover only a strip of the total grate, the furnace width dictates the number of distributors required. The distributor is normally supplied with a flange mounted back-draft damper to minimize uncontrolled air infiltration through the bark chutes.

It is desirable to locate over-fire air ports above the elevation of the distributors to minimize carry-over of unburnt fuel particles. The size and aspect ratio of the over-fire air ports is an important design consideration. A wider nozzle means a more momentous air flow into the furnace and, therefore, better penetration of combustion air. The over-fire ports are located near the furnace corners of the sidewall so as to provide a tangential air swirl. Each overfire air port consists of three vertically arranged compartments complete with individual dampers which provide a near constant velocity for changing air flows. Air distribution to the furnace depends on the quality of fuel fired and steam demand.

Auxiliary fuel and associated air compartments should generally be located 5 to 7 metres above the grate surface. The auxiliary fuel air ports are of the tilting tangential type. (Fig. 6)

Recovery units are normally designed with water cooled screens in the furnace. These screens may be removed to obtain higher steam temperatures and the waterwall openings closed with peg fins and refractory. Superheater assemblies on recovery units are spaced sufficiently far apart to avoid bridging of black liquor ash, however, depending on the specified steam temperature, additional superheater surface may be required in the form of a radiant platen in front of the existing superheater. On the St. Regis unit the existing superheater tube materials were checked for the new design conditions with regard to burner tilt for auxiliary fuel and bark firing. No modifications to the existing superheater were required.

The boiler bank arrangement in chemical recovery units is normally designed to minimize flue gas velocities and avoid excessive fly ash deposition. Hence, no change in the boiler bank is required to accommodate the new flue gas flow from the wood fuel firing.

The existing economizer can also be used as is. If a recovery unit was originally not provided with an economizer, a new one, including sootblowers, may be required to lower the flue gas temperature sufficiently to keep the air temperature leaving the tubular air heater within design limits.

In view of the new air flow and new air pressure losses through the overfire air ports, air ducts, air flow measuring devices and tubular air heater, a new forced draft fan is likely to be required. However, on the flue gas side, the flow quantities and physical changes are small enough to allow reuse of the existing induced draft fan.

Particulate matter in the flue gas should be removed in a viscodyne settling chamber, in series with a mechanical dust collector system, or alternatively in series with the existing electrostatic precipitator.

A viscodyne settling chamber is a cost effective means of reducing the dust loading in the flue gas. It is a gravity type settling chamber suitable for removal of large bark char particles or agglomerated ash. Tests have shown that all particles larger than 1000 microns are removed along with a good proportion of particles down to 100 microns. A "viscodyne" in series with a high efficiency collector has resulted in satisfactory dust removal and stack appearance.

CONCLUSION

If the purchase of a new, large capacity recovery unit is projected, then the conversion of the retired unit to wood waste firing may be an economically attractive option. C-E Canada has successfully completed the conversion of two chemical recovery units to hogged wood waste/auxiliary fuel firing.

By modifying the furnace bottom, removing the existing waterwall screens and adding a number of boiler components generally required for wood waste firing as well as heat recovery and dust collection, recovery units can be converted to wood and auxiliary fuel fired power boilers. Typical combustible particle residence time in he converted furnace falls between 2.2 and 3.5 seconds. The original steam flow from black liquor solids ratio was 3.6 to 4.1 kg steam/kg dry solids, and the new steam flow from bark firing only, is approximately 40% greater than the original steam flow from black liquor. As a rule of thumb for convewntional type recovery units use:

$$\frac{\text{Original Dry Solids No./day}}{5} = \text{New Steam Flow No./hr (From Wood)}$$

REFERENCES

1. MORRIS, K.W. and McMILLAN, J.A.
"Conversion of a Kraft Chemical Recovery Boiler to Hog/Oil Firing"
Presented at the Industrial Wood Energy Forum/81, FPRS, New Orleans, Louisiana, March 23 - 25, 1981.

2. ALTMANN, A.F. and MORRIS, K.W.
"Chemical Recovery Boiler Conversion to Low Odour/Wood Firing"
Presented at the Annual General Meeting of the CPPA, Feb. 1983.

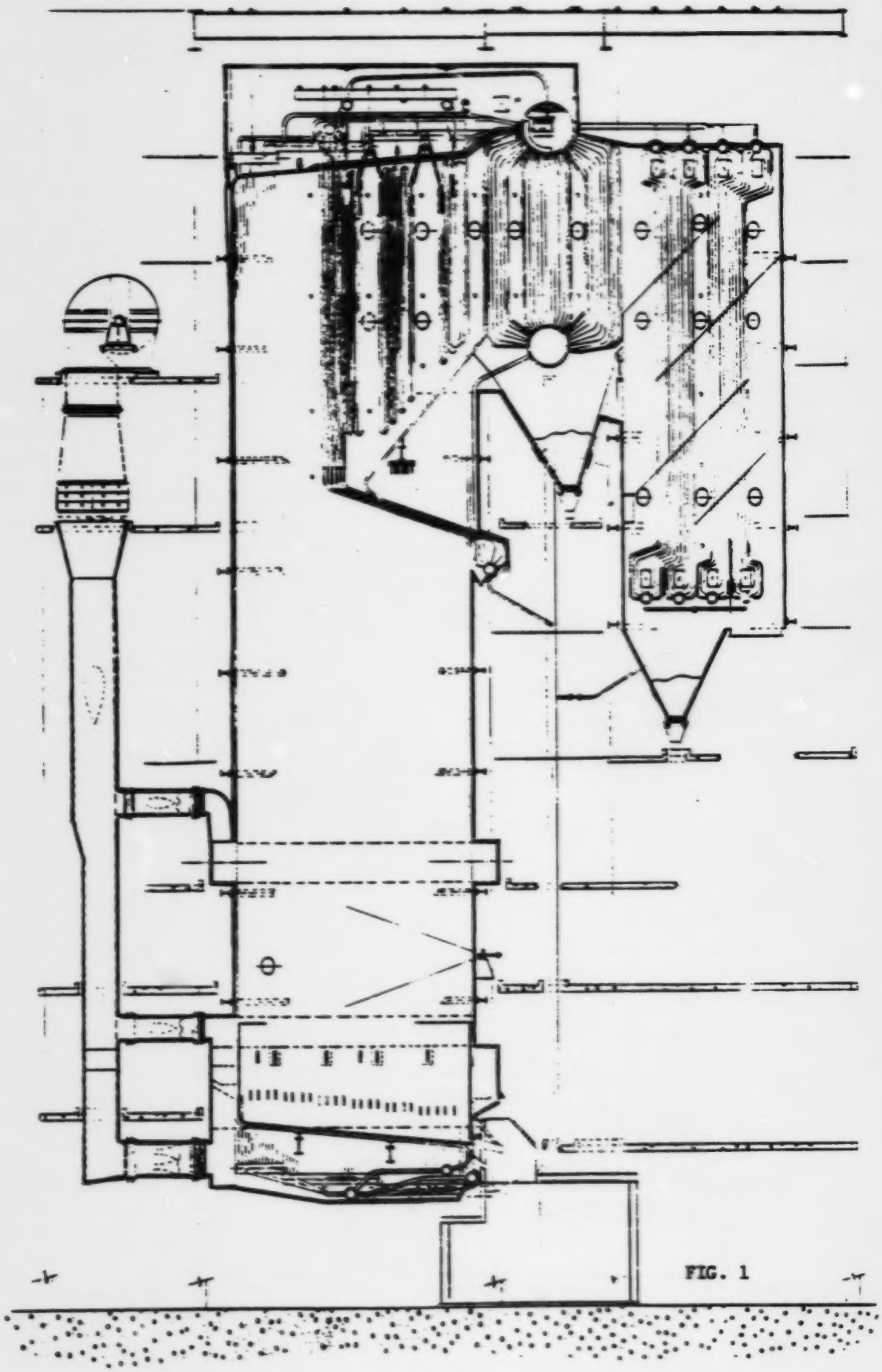


FIG. 1

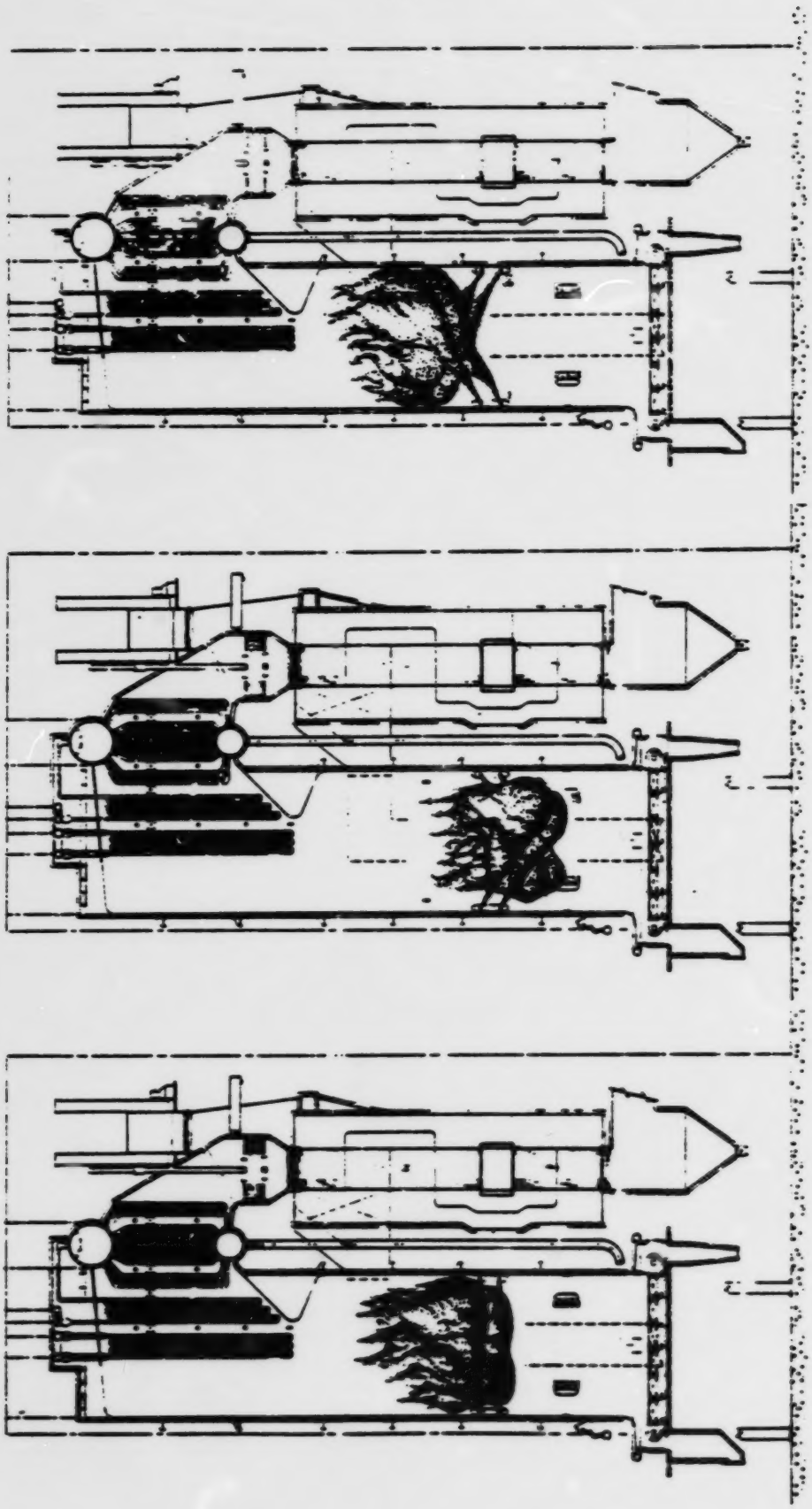


FIG. 2

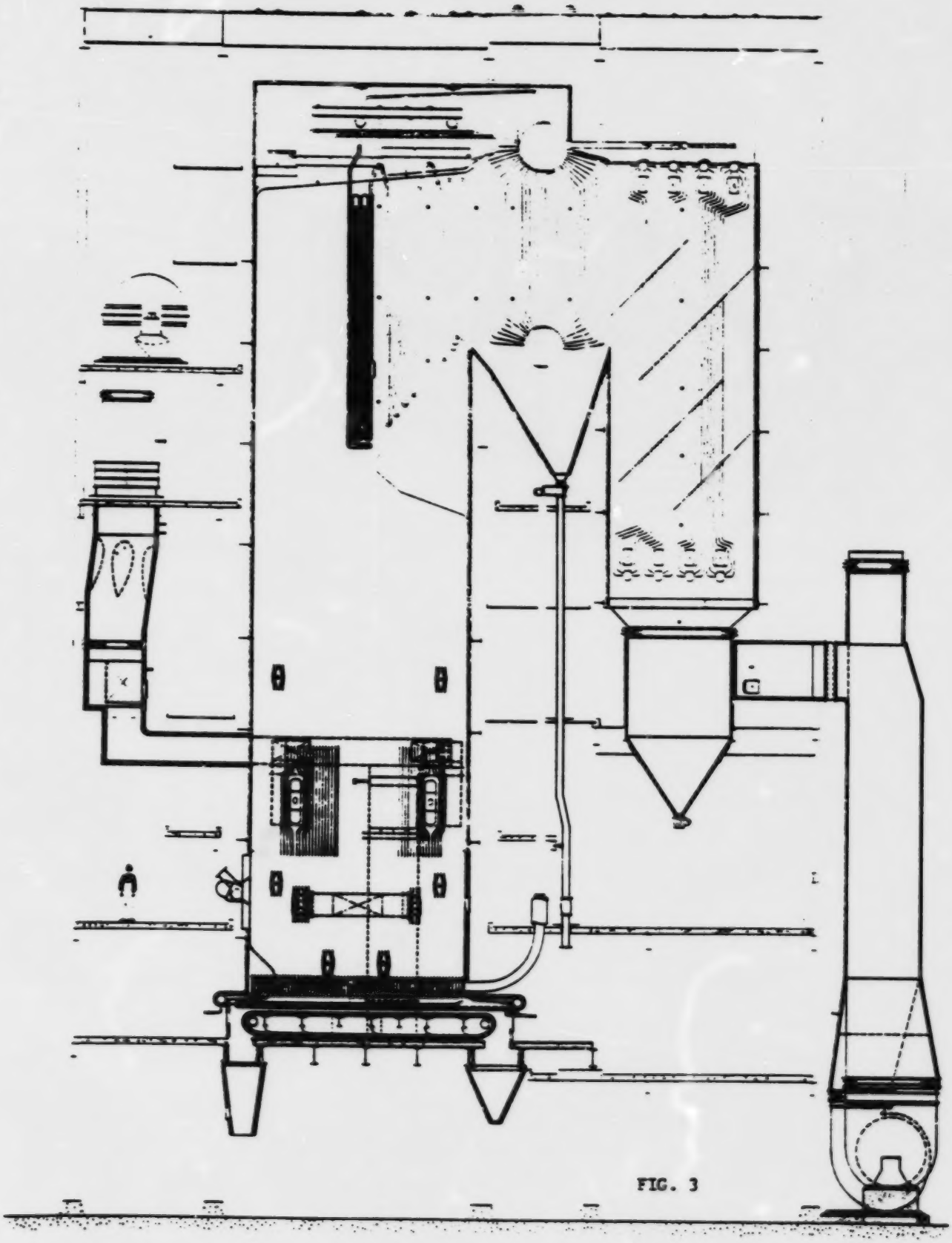
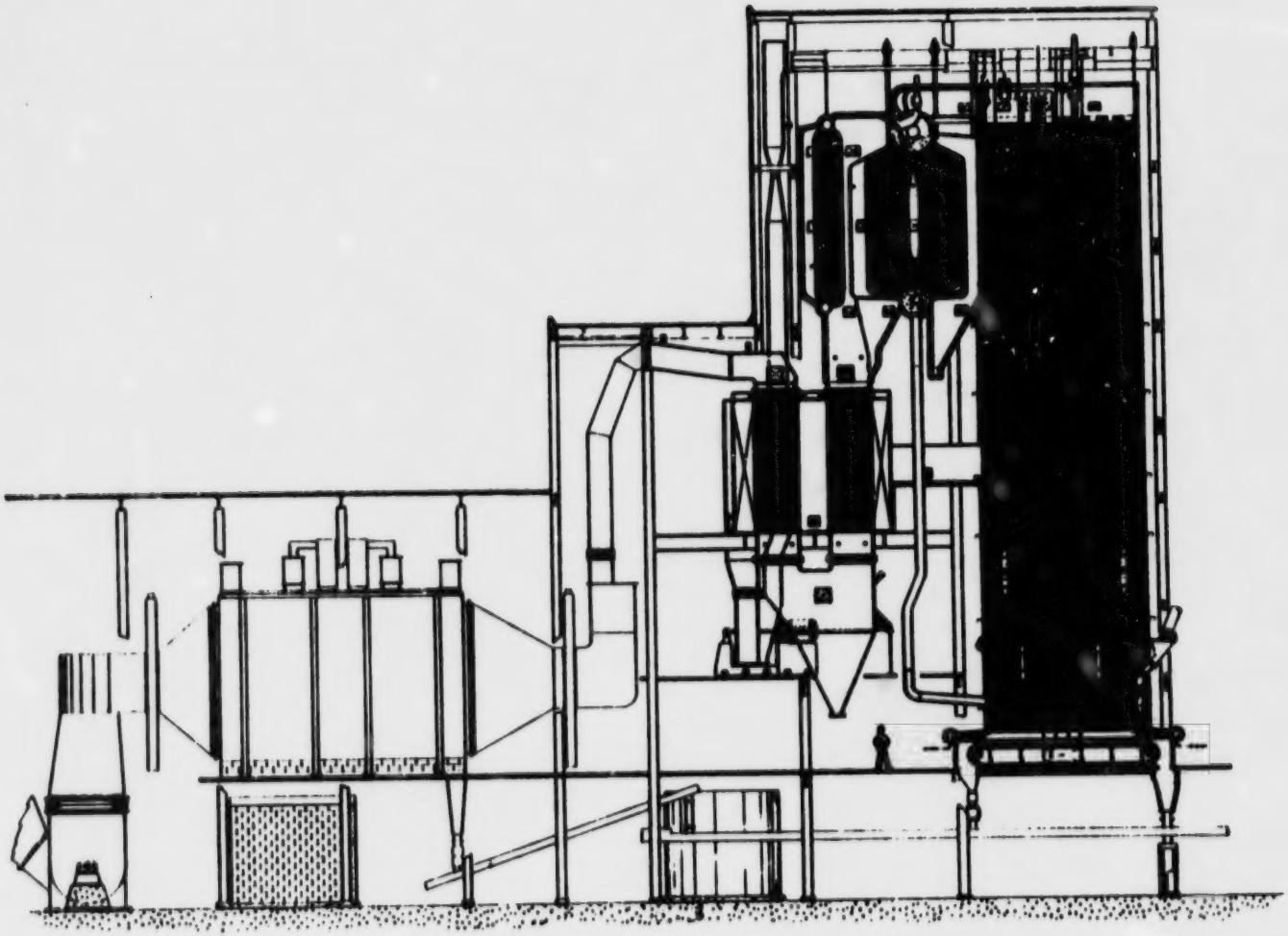


FIG. 3



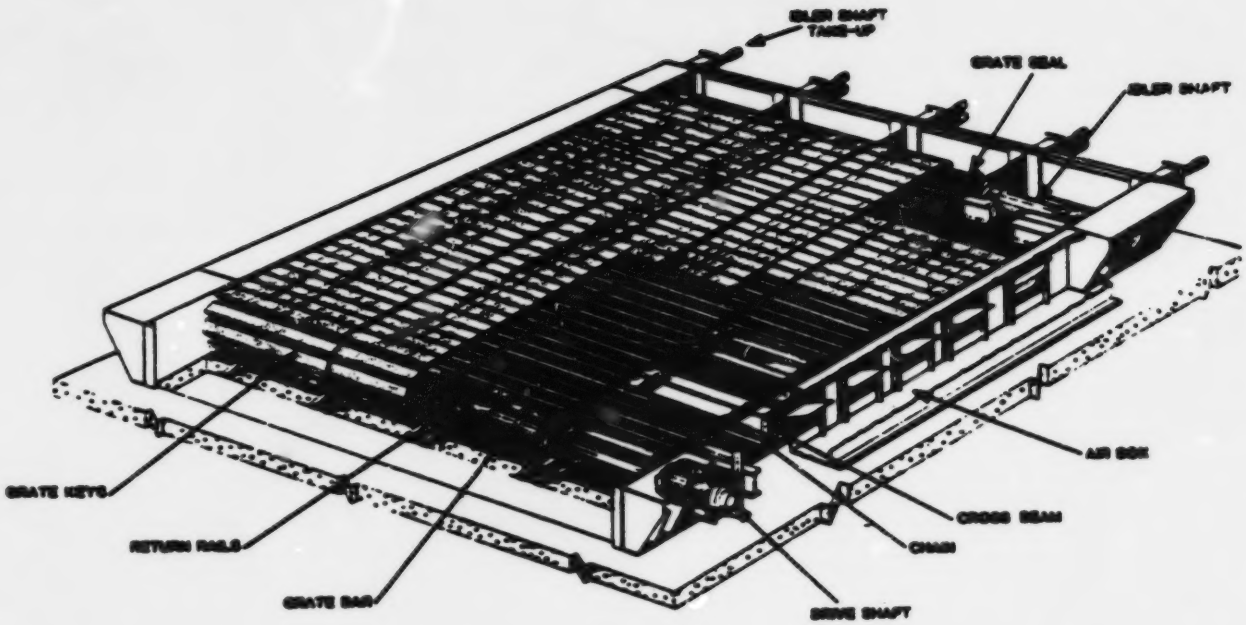
CANADA

TYPE VU-40 STEAM GENERATOR
(ORIGINAL RECOVERY UNIT CA-66113 CONVERTED)
FOR
ST. REGIS (ALBERTA) LTD.
HINTON, ALBERTA

CONSULTING ENGINEERS

FIG. 4

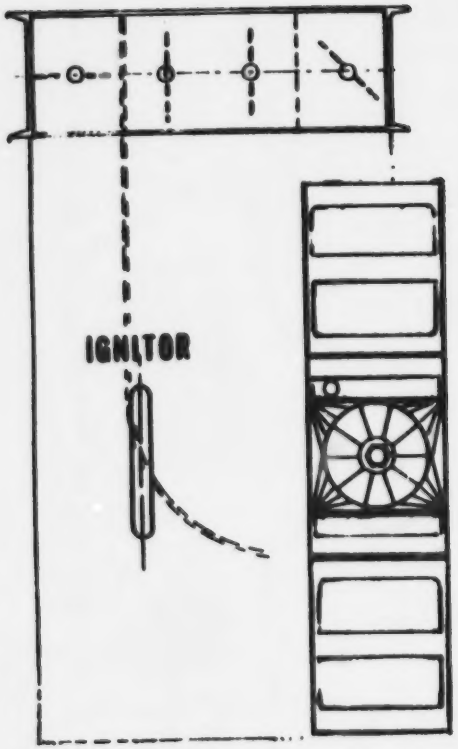
TYPICAL CONTINUOUS DISCHARGE TRAVELLING GRATE



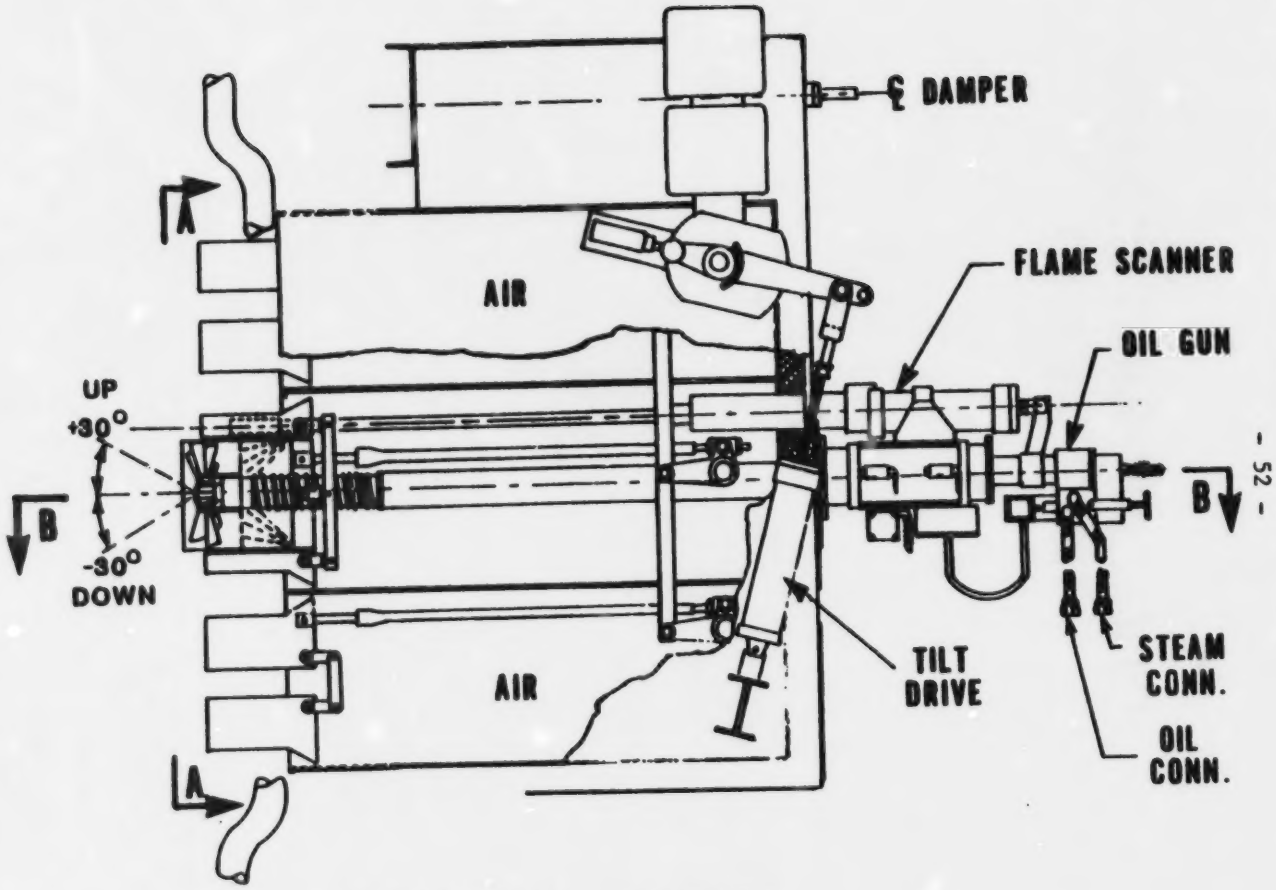
CANADA
COMBUSTION ENGINEERING-SUPERHEATER LTD.

FIG. 5

Illustration is typical of design, but does not necessarily show exact construction of equipment



VIEW "A-A"



SECTIONAL SIDE ELEVATION

FIG. 6

The Controlled Combustion Zone (CCZ) boiler for efficient burning of waste wood.

Alex. W. R. Topley
Principal Engineer
Babcock & Wilcox Canada
Cambridge, Ontario, Canada

Industry's requirements for a waste wood fired boiler that is large, efficient, flexible, and clean burning with automatic ash removal have been recognized. A design has been developed and built bringing together various proven technologies to meet these requirements. The development, using past experience and air flow model testing, is discussed. Operational data has been collected and tabulated and is also discussed.

Introduction

Following intense study, in the early 1970's, of the state-of-the-art in waste wood burning in North America and Scandinavia, Babcock & Wilcox Canada concluded that not enough was being done to advance the state-of-the-art to meet the requirements of the Forest Products Industry.

The existing designs made use of both horizontal and vertical refractory lined cells, shallow and steeply sloping pinhole grates and travelling grates. All could satisfy some of industry's requirements but none were capable of satisfying all of them.

The Forest Products Industry, spurred by rising conventional fuel costs and stricter environmental legislation, was demanding larger, cleaner burning boilers that were efficient and that could burn a wide range of waste woods. These boilers also had to be able to carry normal plant loads and respond to load swings through automatic control without supplementary use of oil or natural gas.

Babcock & Wilcox Canada undertook the design and development of a waste wood burning boiler that would satisfy all of the requirements of the Forest Products Industry.

Design

Recognizing that waste wood is a very difficult fuel to burn, the methods used in the past to burn difficult fuels were examined. These difficult fuels included CO gas, coal high in inertinite content, low volatile coal, coke and coke breeze. One common feature was manifest in the boiler designs and that was the use of arches in the furnace. Why not use arches in a waste wood burning furnace?

Strategically located arches in the furnace would give a clearly defined combustion zone. By locating overfire air nozzles in the arches, turbulence and residence time would be increased in the combustion zone. The mixing of combustion air and combustibles would be improved in such a suitable environment. All of these items would improve the burning of this extremely difficult fuel.

Concurrent with this design and development work, an order was received from Crown Zellerbach for a waste wood burning boiler for their Elk Falls mill in Campbell River, B.C. The boiler was designed to produce 400,000 P.P.H. steam at 650 P.S.I. and 750°F from waste wood containing 55% moisture as fired. It was also designed to produce its rated capacity from Bunker "C" oil.

Installation

The boiler installed at the Elk Falls mill is illustrated in Fig. 1. Fig. 2 shows in more detail the locations of the arches, the well defined combustion zone, the windswept spout type wood distributors and the nozzles for the overfire air system.

Both the undergrate and overfire air are preheated in a tubular air heater. The undergrate air is supplied at a pressure of 3" W.G. while the overfire air is boosted to a much higher pressure through a high pressure blower. This high pressure blower also supplies air to the windswept spouts and distribution air above and below them.

To provide a greater degree of flexibility in the combustion air system so that varying fuel qualities could be burned, the undergrate air system was sized for 80% of the total air and the overfire air system for 50% of the total. This provided possible ratios of undergrate to overfire air varying from 80/20 to 50/50.

To provide maximum flexibility and ensure maximum penetration from the overfire air system, each of the four basic overfire air levels have their ports staggered in two rows with each row being independently controlled by a damper.

To minimize the fluidizing effect on the grate and thereby reduce particulate carryover, the heat release from the grate was reduced to approximately 900,000 BTU/hr./sq. ft. This grate release and the required

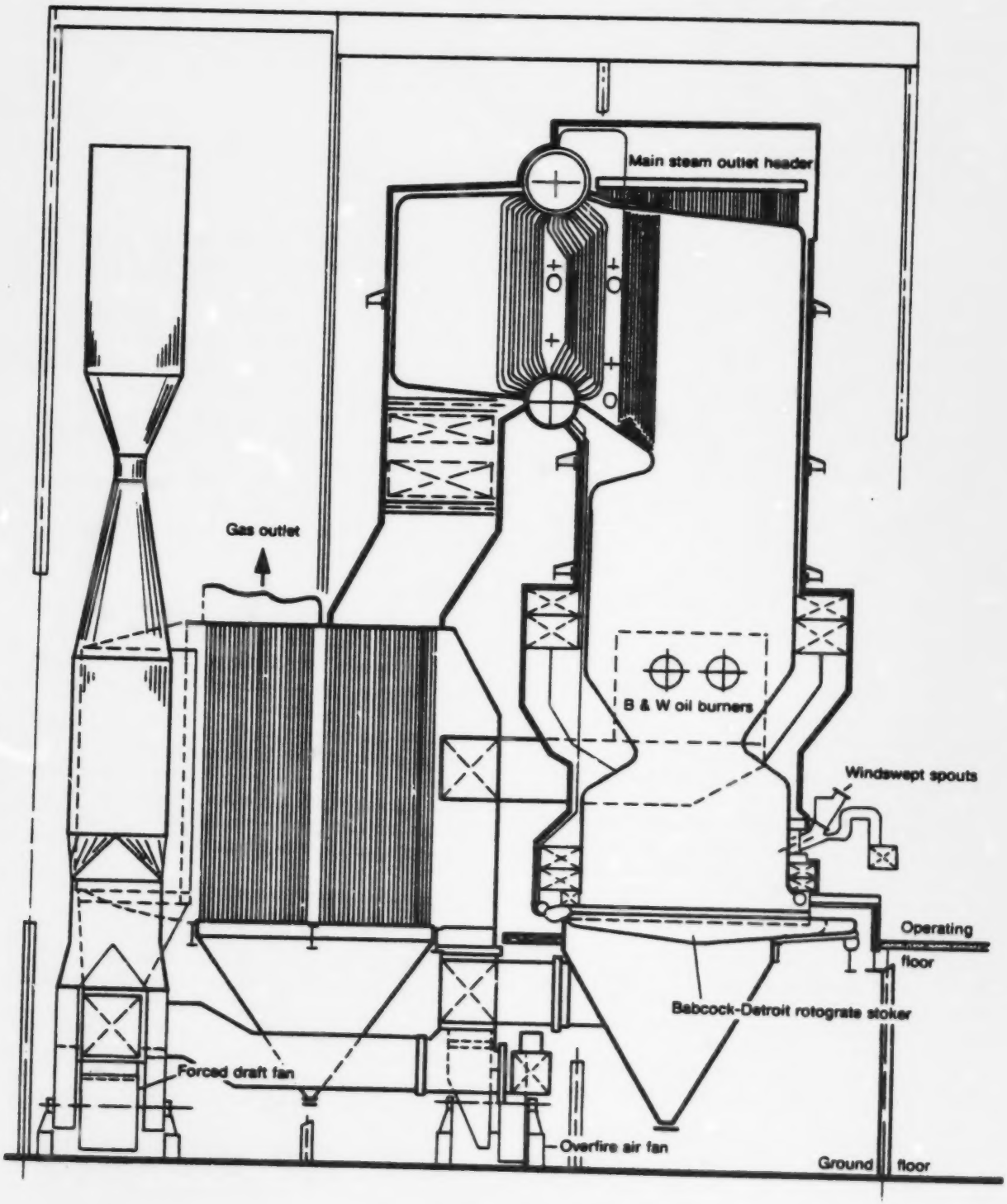

Main steam outlet header
Gas outlet
B & W oil burners
Windswept spouts
Operating
floor
Babcock-Detroit rotograte stoker
Forced draft fan
Overfire air fan
Ground
floor

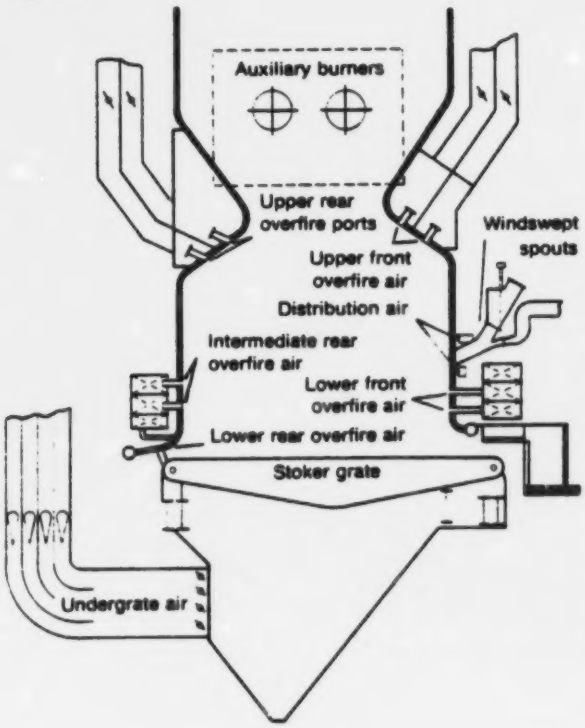
Figure 1

capacity of the boiler dictated a net grate area which could only be accommodated using three stokers across the width of the unit, the first such installation in North America.

To protect against grate bar overheating, thermocouples were installed in the grate bar slide rails to constantly monitor temperature. Normally a rise in grate bar temperature is caused by piling of fuel on the grate and can usually be corrected by admitting more combustion air under the grate.

The wood waste fuel is introduced into the furnace through windswept spouts located in the furnace front wall (see Figs. 1 & 2). A pulsating, high pressure air supply to the spouts helps distribute the fuel from the front to the rear of the furnace. Air jets are located above and below the spout openings to further assist distribution. To prevent entrainment of fine particles in the rising gas stream, should very fine or very dry fuel be present, the jets above the spout opening are used. The jets below the spout opening are used to assist with distribution of very wet fuel to the rear of the furnace. Side to side fuel distribution is assured by use of an appropriate number of sufficiently wide windswept spouts.

Figure 2



Development

Air Flow Model Testing: Air flow model testing was conducted on the furnace to optimize the location of the arches, the overfire air nozzles and the angle and size of these nozzles. To further optimize the shape of the overfire nozzles water table and air flow model testing was conducted on the nozzles.

Model Description: The air flow model study of the furnace was conducted using a natural linear scale factor of 1/4 and a volume flow scale sufficient to maintain the same ratio of inertial forces in the model to those in the furnace. The ratio of inertial forces gives a representative simulation of the nozzle flow penetration into the furnace provided the model's Reynolds Number is sufficiently high to ensure fully turbulent flow conditions.

In other words, the most important scaling parameters of accurate geometric similarity and reliability of measurement can be maintained when a sufficiently large scale can be used. A 1/4 scale model of a single grate section of the furnace was considered sufficient to satisfy this criterion and give representative results for the complete furnace.

All nozzles and windswept spouts were geometrically scaled and their flows reduced to give the same ratio of inertial forces as those in the furnace. To achieve this criterion in the model the air flows had to be reduced which resulted in a lower Reynolds Number in the model than in the furnace. However, the resultant Reynolds Number was sufficiently high to ensure fully turbulent conditions.

The flow patterns in the furnace model were evaluated for conditions with and without simulated combustion. As combustion primarily occurs immediately above the grate, the increased volume in the furnace due to the temperature rise associated with combustion and products of combustion was simulated by increasing the undergrate air flow.

The flow patterns examined with flows representative of conditions before combustion would more accurately simulate initial mixing immediately above the grate. The increased undergrate flow, to allow for the increased volume due to combustion, would simulate conditions higher in the furnace and would produce representative flow patterns and nozzle flow penetrations in the region of constriction in the furnace caused by the arches.

The 1/4 scale model is shown in Fig. 3. The model extended from five feet upstream of the undergrate hopper plenum chamber inlet, through the hopper and grate, to the upper nosed section of the furnace exit. The grate was simulated by 1/4" masonite with 1/4" diameter holes at 1" centers. The arches were installed in such a manner that their locations could be readily

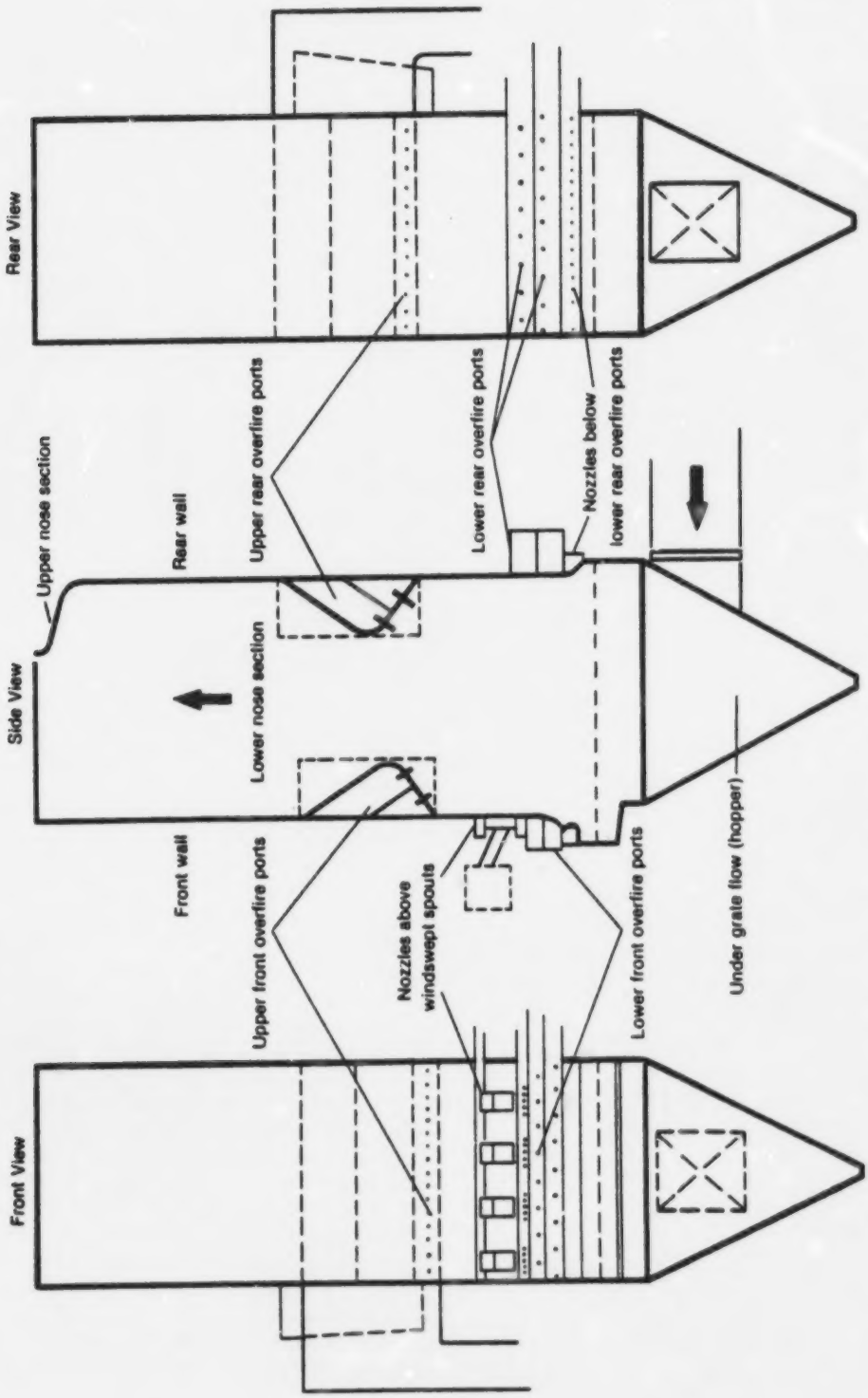

Rear View
Upper nose section
Rear wall
Upper rear overfire ports
Lower rear overfire ports
Nozzles below
lower rear overfire ports
Side View
Lower nose section
Front wall
Upper front overfire ports
Nozzles above
windswept spouts
Lower front overfire ports
Under grate flow (hopper)
Front View

Figure 3

changed and the nozzles so that their size and angle of application could be varied.

For each inlet test condition the volume flows were determined from a traverse of air velocity measurements taken at discrete points located at the centers of equal areas of duct sections.

The flow patterns in the furnace were identified by placing an approximately 3/4" thick layer of cork dust mixed with sawdust and wood shavings on the grate. The cork dust in this mixture, when the flows were introduced through the system, passed through the furnace with some of the sawdust and shavings being retained in suspension within the furnace just above the grate.

When acceptable flow patterns, based on visual observations, had been achieved velocity profiles were measured across the narrow part of the furnace formed by the two arches and above the two arches. The undergrate air temperature was then increased above ambient and the volume flow adjusted to maintain the scaling criterion. Temperature profiles were measured at the same points as the velocity profiles.

Tests were conducted with and without the increased flow due to simulated combustion.

Overfire Air Nozzles: Prior to studying the flow patterns in the furnace a comparison was made between the flow from a straight pipe and from a venturi style nozzle.

The comparison was initially conducted visually on a water table. The pipe and venturi were simultaneously fitted into the table at mid-depth with the flow being provided by a one foot head of water against a bulkhead in the inlet duct of the water table.

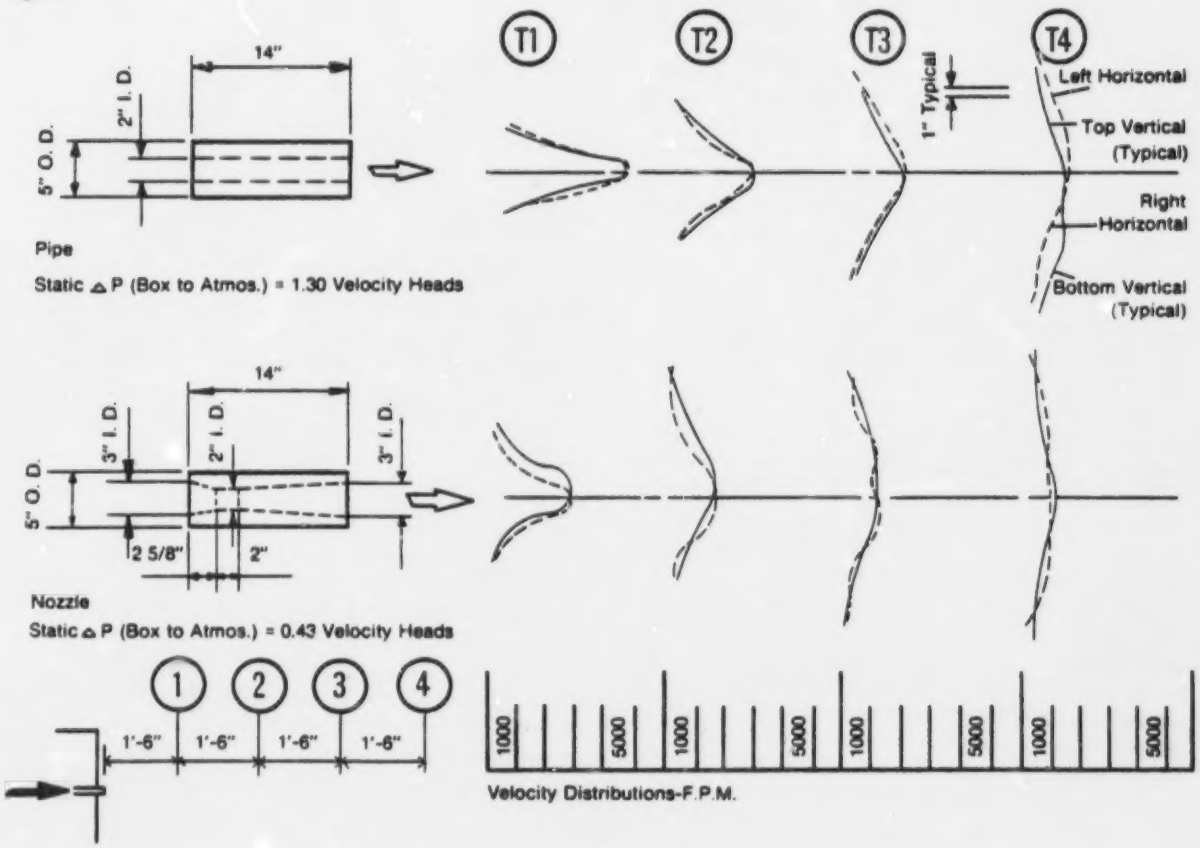
The resulting flow patterns indicated a slightly more defined jet from the straight pipe than from the venturi.

Air tests were then conducted with a 2" diameter pipe and equivalent venturi nozzle as shown in Fig. 4. The velocity distribution from the jets, which discharged in an unconfined air space, was measured at several locations and these results are also shown in Fig. 4. These tests indicated that the jets remained defined for a greater length for the pipe than for the venturi, thus indicating the potential for greater penetration and higher turbulence levels under confined conditions.

Straight pipes were subsequently selected for use in the model study and ultimately in the actual furnace.

Furnace Investigation: The initial tests were carried out on the model with the arches and overfire air

Figure 4



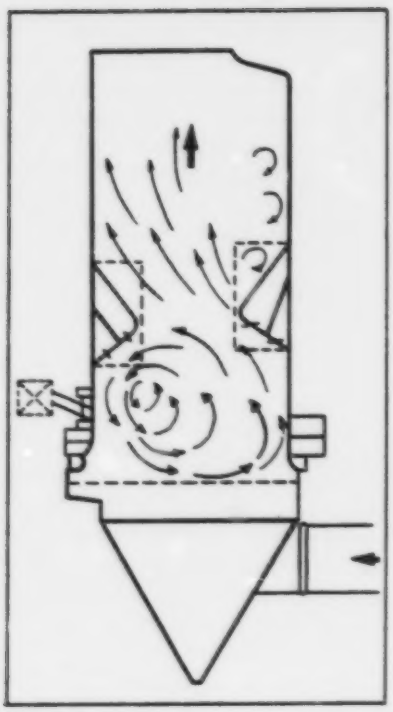


Figure 5

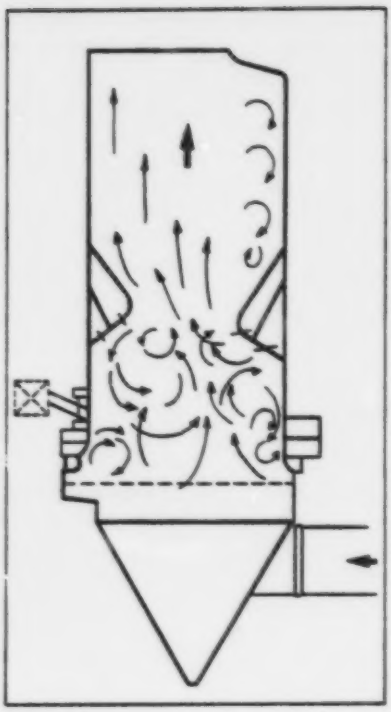


Figure 6

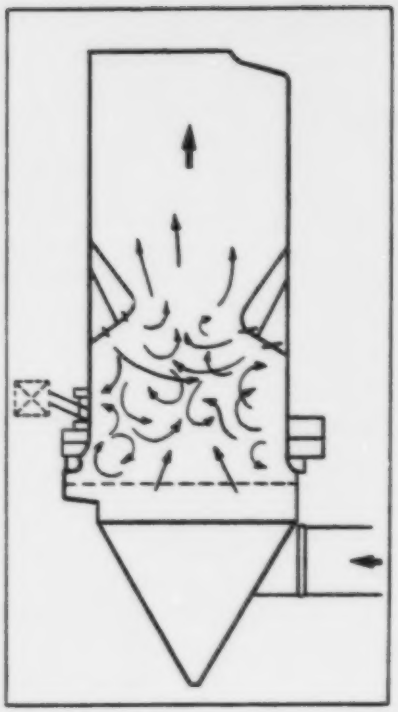


Figure 7

nozzles as shown in Fig. 5. A single vortex was produced in the lower furnace which passed unsymmetrically into the upper furnace above the arches.

With this type of flow pattern the originally uniform dust deposit on the grate was considerably increased on the front section of the grate and cleaned off the rear.

It was considered that the single vortex increased the turbulence levels and residence time in the lower furnace, but the flow above the arches was considered unsatisfactory as it was concentrated up the front wall. The grate dust deposits were significantly uneven.

The locations of the arches in the furnace were adjusted, as shown in Fig. 6, to confine the turbulence in the lower furnace and to distribute the flow entering the upper furnace. The resulting flow patterns, also shown in Fig. 6, indicated a greater degree of small scale turbulence in the lower part of the furnace with more uniform flow entering the upper furnace.

Many combinations of nozzle angles were tried and visual observations made, but the angle combination shown in Fig. 6 was found to give the best results. Satisfactory results were also obtained with this configuration and flow conditions when 75% of the combustion air was introduced through the grate.

The overfire air nozzle size was reduced and the nozzles located as shown in Fig. 7. This resulted in increased jet penetration and turbulence in the lower furnace and uniformity of flow into the upper furnace. It was then concluded that the best arrangement was with the smaller size nozzles and the arch locations and nozzle angles as shown in Fig. 7.

Velocity distribution tests in the furnace showed that the flow was fairly evenly distributed throughout with lower flows adjacent to the walls.

Temperature profile measurements indicated good mixing of the undergrate air and overfire air between the arches and in the furnace above the arches.

Throughout the course of the model testing, movie and still photographs were taken and from the study of these the diagrams shown as Figs. 5, 6 and 7 were produced.

Controls

Control Philosophy: During the course of the engineering of this boiler many discussions were held between Crown Zellerbach, their consultant, the controls supplier and Babcock & Wilcox Canada. Babcock & Wilcox had formulated the control concept and co-operated with all parties concerned to ensure that the control system supplied would match the flexibility and versatility of the newly designed boiler.

Control System: The control system installed on this boiler is a dual master type, one master controlling

wood fuel and the other controlling oil fuel. The masters are set in such a way that wood is always the preferentially selected fuel.

Oil fuel is used purely as a back-up fuel and will be brought into service only when and if the heat input from wood fuel is insufficient to match the steam demand. This situation could occur for any one of several reasons, ie. low heating value of wood fuel, excessively high moisture content, insufficient wood fuel supply or a breakdown in the wood fuel handling equipment. As soon as the heat input from the wood fuel matches steam demand, oil burning is discontinued.

Oil Burner Controls: There are four remotely and automatically controlled oil burners, two located on each sidewall of the furnace. The oil burner controls are designed so that no single oil burner can exceed 50% of its capacity before all four burners are in service. The system also provides for opposite burners to light up and shut down in sequence. This ensures that the heat input is equalized across the width of the furnace.

Forced Draught Fan Control: The forced draught fan is controlled to maintain a predetermined constant outlet pressure in the air heater outlet plenum chamber irrespective of boiler load. This ensures that the upstream pressure on all dampers remains constant thereby allowing air flow to be altered to one area of the furnace without upsetting the flow to the other areas.

Overfire Air Blower Control: The overfire air blower is controlled in a manner similar to the forced draught fan with the outlet pressure being maintained at a constant value.

Induced Draught Fan Control: The induced draught fan is controlled to maintain a constant negative pressure in the furnace irrespective of boiler load.

Steam Drum Water Level Control: The water level in the drum is maintained at a constant value by means of a three element controller.

Operation

The boiler installed at Campbell River has now been in operation for more than a year burning waste wood or oil or a combination of both depending on fuel availability, fuel quality and steam demand. Fuel quality has been a problem from time to time which has required supplemental use of oil. Operation of the boiler has been generally as predicted and has exceeded predictions in some areas.

To enable operating data to be collected the boiler was subjected to extensive testing in February 1981 by a team of twenty engineers from Babcock & Wilcox Canada. The testing took place over a fifteen-day period during which time approximately 20,000 tons of waste wood were burned. This waste wood had a moisture content, on an as fired basis, ranging from 58% to 65% and was mostly sawdust.

Testing: The testing program was intensive and covered the following conditions:

Waste wood burning only
- Full load
- Part load
- Minimum sustained load
- Normal plant load swings

Bunker 'C' oil burning only
- Full load

During the waste wood burning only portion of the test, the following data were collected (see Fig. 8 for locations of the test ports):

- Particulate loading entering the economizer
- Particulate loading entering the mechanical dust collector
- Particulate loading leaving the mechanical dust collector
- Particulate size entering the mechanical dust collector
- Particulate size leaving the mechanical dust collector
- Furnace exit gas temperature
- Superheater exit gas temperature
- Economizer exit gas temperature
- O_2, CO_2, CO, NOx and SO_2 content of flue gas leaving the economizer
- Moisture content of waste wood fuel
- All available panel board data

For the oil burning only portion of the test the following data were collected:

- Furnace exit gas temperature
- Superheater exit gas temperature
- Economizer exit gas temperature
- O_2, CO_2, CO, NOx and SO_2 content of flue gas leaving the economizer.

It should be reiterated here that all waste wood burning tests were carried out burning waste wood only; no support fuel was used.

The following equipment was used during the testing:

- S.L.M. Particulate Probe for particulate loading
- Anderson Impactor for particulate sizing
- High Velocity Thermocouple for furnace and superheater exit gas temperatures
- Thermocouple Matrix connected to a data logger for

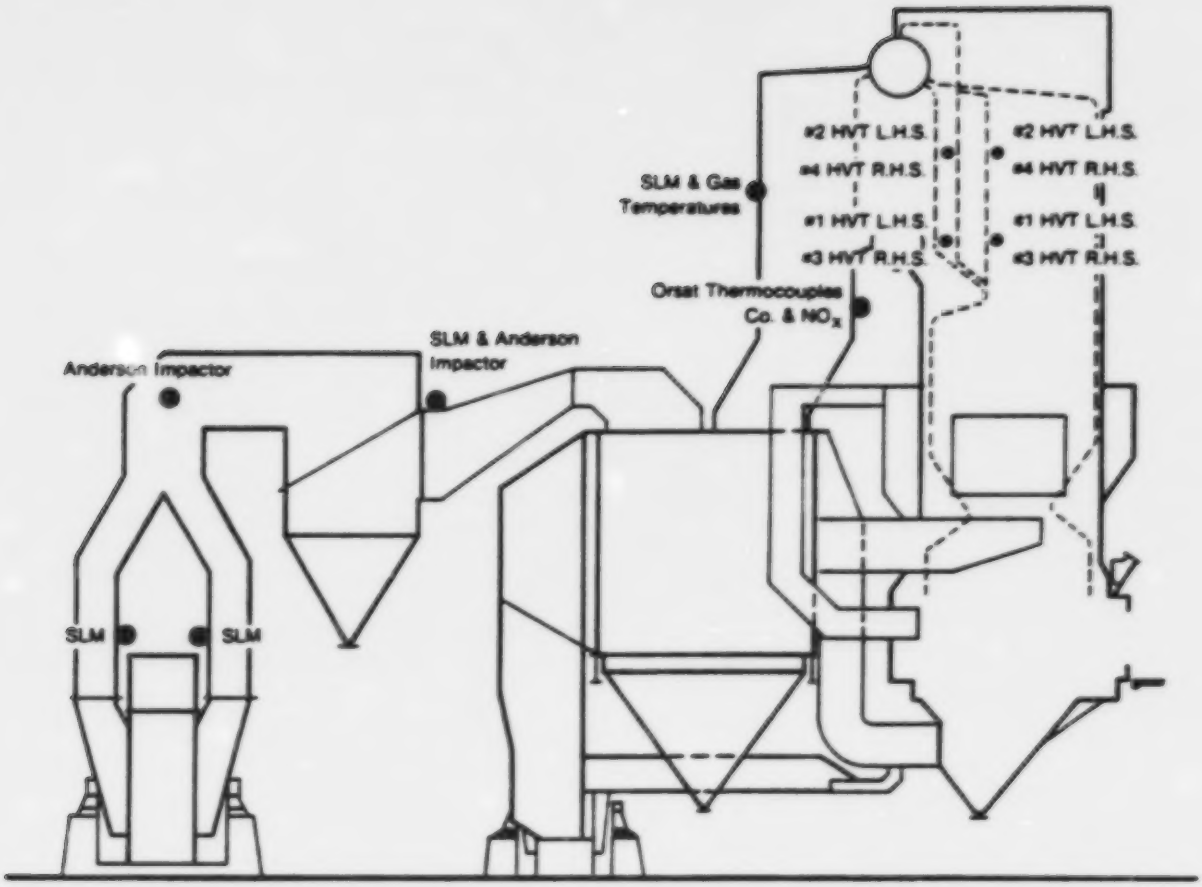


Figure 8

economizer exit gas temperatures
- Gas Sampling Matrix connected to gas analysis equipment for O_2, CO_2, CO, NOx and SO_2
- Moisture balance for waste wood fuel moisture content
- Control room for panel board readings.

Results: The extensive tests that were carried out on this boiler (summarized in Table 1) demonstrate that it can burn waste wood containing up to 65% moisture on an as fired basis with no auxiliary fuel support. Day to day experience in actual operation requires some auxiliary oil burning due to changes in steam demand and changes in wood fuel quality and moisture content. Fuel containing 60% moisture can be readily burned during normal day to day operation with no auxiliary fuel support. The boiler can also handle the normal plant load swings burning waste wood only and can burn fuel containing, at times, over 90% less than 1/2" size.

Full Load Test: Two full load tests are reported, i.e. tests 5 and 6. Test 5 lasted approximately fifteen hours and test 6 six hours. The average steaming rate for test 5 was 94.42% MCR or 377,680 PPH, and, for test 6 95.45% MCR or 381,800 PPH. The average dust loading entering the mechanical dust collector, which had a guaranteed efficiency of 60%, was 1.346 grains per dry standard cubic foot for test 5 and 1.265 grains per dry standard cubic foot for test 6, both corrected to 12% CO_2. Fuel analyses are presented in Table 2 and size distribution in Table 3. Additional test data are presented in Table 4.

Part load test: Several part load tests are reported, i.e. test 3, 4 and 7. These loads ranged from 58.6% MCR, 234,400 PPH to 76% MCR, 304,000 PPH. Details of the fuel used during these tests can be found in Tables 2 and 3. The test results are shown in Table 4.

Minimum sustained load test: This test, like the others, was carried out burning waste wood only. It lasted approximately one hour. The steam flow varied from 19.8% MCR, 79,300 PPH to 33.7% MCR, 134,900 PPH, with an average of 27.2% MCR, 108,000 PPH. This was test number 2 and during this test the moisture

content of the fuel was 61.4%. The size distribution of this fuel is shown in Table 3.

Normal plant load swing test: Test number 2 also covered normal plant load swings. The boiler was put on header pressure control with all other boilers in the plant being base loaded. This test lasted for two and a half hours with waste wood as the only fuel. During the test the load varied from 45% MCR to 95% MCR, 180,000 to 380,000 PPH. Load swings in the order of 25% MCR to 35% MCR, 100,000 to 140,000 PPH, over a time period of five minutes were experienced. During these swings header pressure variations of 10 to 17 PSI were seen. One large upward load swing of 48% MCR, 190,500 PPH took place over a fifteen minute period causing a header pressure variation of 17 PSI. During this load swing test, the fuel contained 61.4% moisture and had 68.2% sized less than 1/2".

Full load oil burning test: This test, number 1, was conducted for four hours with the boiler being held at a steady load of 97.5% MCR, 390,000 PPH. The fuel used during this test had the following analysis:

Ultimate analysis	%
Carbon	86.70
Hydrogen	10.90
Nitrogen	0.17
Sulphur	1.02
Ash	0.08
Oxygen (diff.)	1.13
Heating value	18500 BTU/lb

The boiler performed as predicted with an efficiency of 88.1%. The CO measured in the flue gas was 13 PPM and the NOx content was 370 PPM.

Conclusion

This design of boiler has demonstrated that it can meet all the requirements of the Forest Products Industry. It is large, being rated at 400,000 PPH steam flow from waste wood fuel only, and, for short peaks, it can exceed this by almost 25%. It is clean burning as can be seen from the results in Table 4. It does have automatic ash removal with the travelling grate. It has

Table 1
SUMMARY OF TESTS

Test Number	Date	Fuel	Type of test
1	Feb. 19/81	Bunker 'C' oil	Full load
2	Feb. 18/81	Waste wood	Load swings
3	Feb. 23/81	Waste wood	Part load
4	Feb. 24/81	Waste wood	Part load
5	Feb. 26/81	Waste wood	Full load
6	Feb. 27/81	Waste wood	Full load
7	Feb. 28/81	Waste Wood	Part load

Table 2
ULTIMATE ANALYSIS % BY WEIGHT (AS FIRED)

Test Number	2	3	4	5	5	6	6	7
Sample Number	1	1	1	1	2	1	2	1
Constituent								
Moisture	61.40	62.40	64.00	59.30	59.70	58.00	59.00	59.40
Carbon	—	19.68	18.67	21.13	21.13	21.97	21.53	21.03
Hydrogen	—	2.29	2.12	2.40	2.43	2.52	2.49	2.47
Nitrogen	—	0.05	0.08	0.03	0.04	0.04	0.03	0.06
Sulphur	—	0.03	0.03	0.04	0.02	0.02	0.02	0.03
Ash	—	0.38	0.82	0.45	0.38	0.43	0.41	0.30
Oxygen (difference)	—	15.17	14.50	16.65	16.31	17.02	16.52	16.71
		100	100	100	100	100	100	100
H.H.V. BTU/lb.	3419	3338	3157	3642	3610	3780	3710	3572

Table 3
SIZE DISTRIBUTION (AIR DRIED MATERIAL)

Test Number	2	3	4	5	5	6	6	7
Sample Number	1	1	1	1	2	1	2	1
% Through								
2"	100.0	100.0	—	—	100.0	—	—	—
1-1/2"	89.7	82.7	—	—	99.0	100.0	100.0	100.0
1"	85.5	80.1	100.0	100.0	95.3	98.0	98.9	97.5
3/4"	80.5	76.9	97.0	97.7	90.6	95.0	96.3	94.9
1/2"	68.2	69.2	89.9	91.9	83.7	91.2	92.1	88.3
1/4"	47.3	52.6	73.5	77.2	67.8	74.5	73.4	68.0
#8	31.3	36.5	47.9	48.8	41.3	43.8	44.3	41.1

Table 4
TEST RESULTS

Test No.	Fuel	% MCR	% H_2O	Dust loading (a) DC in (c)	Dust loading (a) DC out (c)	U.C.L. % (b)	Eff. %	CO PPM	NOX PPM
1	Oil	97.5	—	—	—	—	88.1	13	370
2	Waste Wood	varied	61.4	—	—	—	—	600	—
3	Waste Wood	67.0	64.8	1.02	0.41	—	58.9	500	95
4	Waste Wood	58.6	62.6	0.47	0.38	0.62	58.8	600	80
5.1	Waste Wood	90.3	59.3	1.40	0.47	0.89	61.9	500	100
5.2	Waste Wood	97.0	59.3	1.22	0.51	0.68	61.9	420	100
5.3	Waste Wood	95.4	59.3	1.30	0.48	0.66	61.9	425	100
5.4	Waste Wood	92.4	59.0	1.37	0.41	0.76	61.3	385	78
5.5	Waste Wood	97.0	59.0	1.43	0.38	0.84	61.3	385	70
6.1	Waste Wood	95.6	58.0	1.16	0.30	0.79	63.7	230	70
6.2	Waste Wood	96.3	59.0	1.37	0.32	0.70	62.6	215	70
7.1	Waste Wood	76.0	60.2	0.80	0.28	0.83	61.9	170	70
7.2	Waste Wood	76.0	60.2	1.18	0.29	0.74	62.6	385	70

(a) Measured in grains per dry standard cubic foot corrected to 12% CO_2.
(b) In terms of boiler efficiency loss. Calculated by ASME heat loss method.
(c) Includes salt.

demonstrated that it can burn high moisture content fuel, up to 65%, without the use of support fuel. It can burn fuel containing a very high proportion of fine materials, up to 92% less than 1/2", without excessive carryover or carbon loss. The boiler can carry normal plant load swings without excessive header pressure fluctuations and without the use of supplementary support fuel.

Acknowledgements

The author would like to thank the Crown Zellerbach management and the operating staff of the Elk Falls Mill for their assistance during the boiler testing. He would also like to thank the members of the Babcock & Wilcox Canada test team for their assistance with the compilation and tabulation of the data reported.

Thanks are also extended to the operating management and engineering staff of Crown Zellerbach who, through their participation in many meetings, contributed to the final design.

7. Biomass Fired Thermal Fluid Heaters

Speaker: Douglas M. Beaton, P. Eng.
Volcano Inc.
Ste-Hyacinthe, Quebec

VOLCANO HISTORY

Volcano Inc. of Ste-Hyacinthe, Quebec, some 50 km South-East of Montreal has a long and venerable history, originally as a manufacturer of agricultural machinery. However, Volcano has concentrated for 75 years now in the manufacture of steam generators and similar equipment. As a consequence of our diversification into related activities we have undergone a fairly dramatic growth in the last five years. A secont plant and new head office were officially inaugurated in early 1982.

Our range of products is extensive and as well as conventional products, we are involved in various other projects, such as a fluidized bed liquid waste incinerator to start up in 1984. We have also converted a major utility boiler to low excess air burner. With around 100 installations throughout Canada, thermal fluid installations rank as one of our most important products and, clearly, there is a sizeable market. We have now adapted our basic lamont controlled circulation design successfully to use waste biomass fuels. At this time we have some 8 operating systems and another starting up near Edson, Alberta.

THERMAL FLUID

Thermal fluids are basically mineral oils, glycols and the like, broadly classified in two categories. The singular most important characteristic is its very high boiling point - up to 750 degrees Fahrenheit at low pressures.

THERMAL FLUID SYSTEMS

In the 10 minutes alloted it is impossible to enter this topic in any depth. I have an extremely simplified schematic illustrating two uses pertinent to those associated with biomass firing. The schematic shows a fired generator supplying hot thermal liquid to two heat users: an unfired steam generator (or high temp hot water heater) and a particle board press. The particle board press is a direct convection application while the steam or high temp hot water heater is indirect.

WHY CHOOSE A THERMAL FLUID?

In most respects a thermal fluid heat transport system offers the identical advantages that a HTHW system offers over steam, plus other significant benefits.

These advantages are:

- General lower capital cost:
  - . no water treatment
  - . no steam traps
  - . small diameter piping
  - . no blowdown system

- Lower maintenance:
  - . no corrosion
  - . no scale

- High reliability:
  - . no corrosion
  - . no scale
  - . very low pressure

- Lower operating cost:
  - . no flash losses
  - . minimum leakage
  - . low heat loss (small diameter pipe)
  - . no blowdown losses
  - . minimum operator requirements

Some significant additional advantages that thermal fluid offers over HTHW are:

A) Very high temperates at low pressure - up to 750 degrees Fahrenheit . Steam and HTHW systems are hopelessly uneconomic above about 425 degrees Fahrenheit
because of the rapid increase in vapour pressure (325 PSIG at 425 degrees Fahrenheit, but 3200 PSIG at 705 degrees Fahrenheit).

B) Uniform heat transfer - very important in the particle board platen presses.

C) Minimum operator requirements in most provinces. Fig. 9 shows an extract from the from the Quebec Stationary Engineer's Act. Up to 30 MW (about 100 million BTU/hr). Periodic supervision means a visit once in every 24 hours. The savings can be enormous.

Referring to Fig. 5 we have noted an increasing tendency for user with existing steam distribution systems to replace the boiler with a T.F. heater coupled to an unfired steam generator. Although the capital cost is more expensive than a fired steam generator alone, the operator savings can be very great.

THE VOLCANO BIOMASS/T.F. HEATER

In the Volcano biomass/T.F. heater, wood is conveyed from the silo to a surge bin with metering screws and hence screw-fed into the cyclo-blast cells by gravity. Any particulate matter carried over into the secondary chamber tends to settle out in the drop-out compartment because of the sudden change in gas velocity.

The T.F. Heater is the heart of the system. Regardless of the fuel analysis, Volcano assumes a "worst case" range of fuel analyses. Interestingly, unless proper design precautions are taken, the worst case for a thermal liquid heater is very dry fuel.

In an installation which normally burns 50% wet fuel the rise in furnace gas side temperature when burning 10% wet waste risks overheating the thermal liquid, in turn leading to rapid degradation of the liquid. That is why the last step in our design calculations is always to recheck that the fluid film temperature when burning 10% dry wood never exceeds the Particular Fluid Manufacturers recommendations, no matter what moisture the clients predict for their fuels.

COMBUSTION EQUIPMENT

Volcano's concept is to utilise the tried and trusted Cyclone Cell or "bottle". Obviously the manner in which we originally adapted the Lamont heater was innovative but we ensured that the elements which go to make up the system were well-proven.

COMBUSTION EQUIPMENT

Cyclone (Cyclo-Blast) Furnace - Basic Operation

Combustion takes place in a vertical refractory tube. The furnace shell has an air space between refractory tube and outer shell. This space carries the preheated air for combustion to the grates and tuyeres in the cell lining.

Two seals between the shell and tube divide the space into 3 zones, each controlled by a separate damper, giving a primary, secondary and tertiary air supply.

The lowest section has vertical and horizontal water cooled grates, the second section has 30 to 50 tuyeres in the lining; the top section has two blast tuyeres.

A small continuous amount of fuel is fed into the side of the cell. The major portion of the fuel forms a small pile on the bottom.

The high temperature of the refractory tube plus a very low draft in the bottom of the cell gasifies the wood and as the gas rises into the center section of the cell, the high pressure tuyeres in the middle section cause rapid combustion.

Wood ash varies from .1% to 3%, depending on species and product and slags at generally low temperature (1700 degrees Fahrenheit to 2500 degrees Fahrenheit). Therefore, in most instances, a wet wall is developed on the cell lining.

Fine ash from the small wood particles is trapped and slagged on the wet surface of the cell. This slag runs to the bottom of the cell and is chilled by water cooled grates.

Since about 50% of the ash and dirt is captured in the cell, far less material is placed in transit to the boiler stack and stack emissions are substantially reduced.

Grate cleaning is manual and can be accomplished in a matter of minutes.

Procedure is:
1) Allow the small fuel pile to burn down;
2) rake ash from bottom and side grates out clean out door;
3) close ash door and start fuel feed.

Refractory will reignite after cell cleaning.

Fuel is fed by a metering surge bin into a helicoid screw conveyor. This feed system is enclosed and reduces the uncontrolled air in the system to a minimum. The helicoid screw feeds into a refractory chute that deposits the fuel into the cell in the middle of the second zone. The tangential tuyeres cause a cyclonic action, such that fine material caught in suspension will have a relatively long dwell time in the hottest part of the cell. The coarse particles will fall to the bottom and be gasified.

CONTROL SYSTEM

A temperature signal is received from the T.F. heater outlet. This signal is translated into a control air pressure signal by a pneumatic controller. The firing rate of the heater is increased or decreased according to the signal pressure, by means of a D.C. drive on the feed screws.

The cyclo-blast cell has a more rapid heat response than other hearth fired furnaces because the fuel pile encased in the refractory tube will respond to the forced draft almost immediately. The rate of destructive distillation or wood gasification follows the forced draft.

The normal control response time from low to high firing in common combustion control systems is 30 seconds, and the heater can be put on the line in a very short time. With the cyclo-blast wood firing system, it takes an hour to heat the boiler and setting, and control time from low to high firing is approximately a minute. With dry fuel, the response time is shorter as there is a smaller pile and consequently faster reactions. Under normal demand fluctuations, temperature can be held within a degree or two of control setting.

The control temperature signal actuates a positioner that is linked to the forced draft dampers. This linkage is adjustable to obtain the proper relationship between the dampers of various zones. The forced draft positioner also actuates a control device that varies the speed of the D.C. drive on the metering surge bin. The D.C. drive is also provided with a trim pot that allows a change in air fuel ratio to be used for changes in fuel. This is a simple adjustment, and once the range of fuel is determined, it is easy to keep the furnace in proper balance.

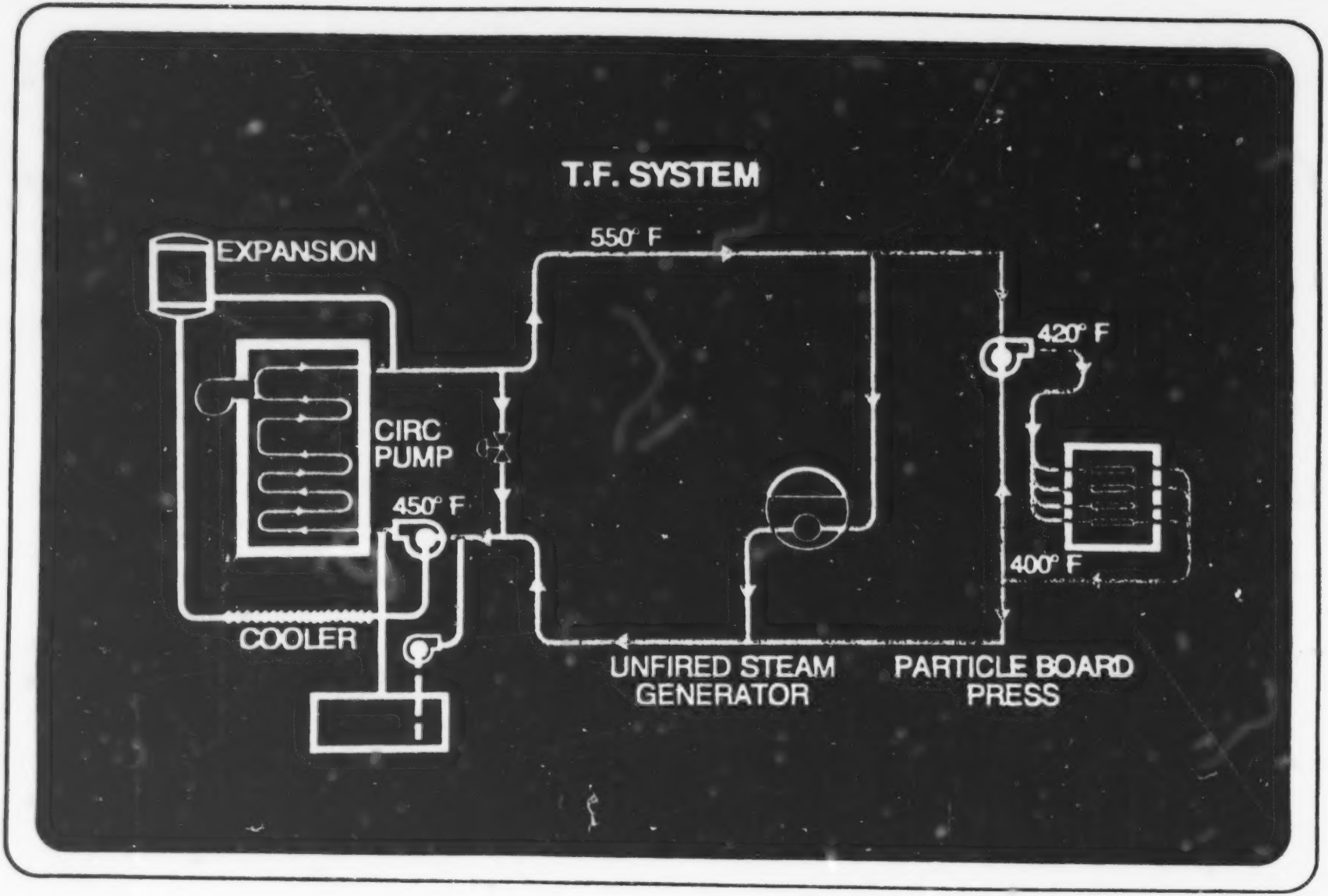
A constant negative pressure is maintained in the combustion chamber with a draft control that senses the furnace pressure and translates the furnace pressure into a signal pressure. The signal pressure controls a positioner on the induced draft fans and positions the damper to maintain a -.4" to -.6" H20 negative.

The induced draft and forced draft controls have manual-automatic stations allowing manual override to control set points. Added control on the forced draft system permits a manual biasing of firing rates to automatic control set points.

A typical example of an installation of this type can be seen at B.C. Forest Products Waferboard Plant at Grande Cache. This installation has a rating of 40 million BTU/hr.

SUMMARY

The foregoing is a sketchy outline of the possible uses and advantages of thermal fluid using biomass fuels in the Forest Products Industry. Future technical papers will go into greater detail.



VOLCANO Fig. 1

8. Le système de combustion industriel "ES" des Industries F.P. Inc.

Conférencier: Alain Blais
Industries F.P. Inc.

Je désire vous présenter aujourd'hui le système de combustion industriel "ES" des Industries F.P. Inc., un système qui permet d'utiliser des matières résiduelles telles que les résidus de bois, le combustible densifié, certains déchets industriels et même les litières de poulet, pour le chauffage ou pour les besoins en vapeur à basse pression. Contrairement à la plupart des systèmes qui nous ont été présentés aujourd'hui, notre système "ES" est conçu spécifiquement pour les petites et moyennes puissances soit de l'ordre de 500,000 à 7,000,000 de BTU/hr. ou 16 à 200 chevaux-vapeurs.

Avant de décrire plus en détail notre système, j'aimerais vous présenter brièvement notre compagnie, Les Industries F.P. Inc. Autrefois nommée Frank's Piping Ltd., la compagnie fut fondée en 1956 à Bromptonville, non loin de Sherbrooke, Québec. Au tout début, l'entreprise s'occupait de réparation de chaudières, puis dans les années 60, elle commença la fabrication de chaudières à l'huile, la BNH, qui se voulait alors une amélioration des produits existant sur le marché et qui a connu un bon succès commercial. Ensuite les augmentations des coûts de l'énergie que nous avons connues nous ont amené à diversifier notre ligne de produits. De nombreux efforts et des investissements importants en recherche et développement nous ont permis de développer toute une gamme de chaudières résidentielles, commerciales et industrielles de petite puissance, fonctionnant à partir de sources d'énergie diverses: électricité, bois, gaz naturel et combinaison de combustibles: bois-électricité, bio-énergie, huile et bois, etc...

Notre ligne de produits, qui compte maintenant plus de 130 modèles, est vendue partout au Canada et dans le Nord-Est des Etats-Unis, par l'intermédiaire de quelque 350 distributeurs. Notre système bio-énergétique "ES" est un bon exemple de cette diversification de produits, sans être le dernier né de nos recherches. La première chaudière à alimentation automatique a été installée en 1975 à la scierie Lafontaine Lumber de Ste Perpétue, Québec. D'une capacité de 170 BHP, elle utilise les résidus de l'écorçage et du sciage dont l'humidité atteint 55% pour tous les besoins d'eau chaude des bassins écorceurs et des séchoirs à bois. Plusieurs autres systèmes ont été installés depuis dans des usines de fabrication de meubles, de portes et fenêtres, dans des serres et rendent de précieux services à leurs propriétaires.

Si nous revenons quelques années en arrière, il est facile pour nous d'évaluer les décisions qui ont été prises au sujet de la conception de système et plus particulièrement de son élément central, la chaudière; nous avions alors l'objectif de fabriquer une chaudière selon trois (3) critères importants:

1) la plupart des systèmes existants étaient conçus pour brûler des résidus secs et un important segment du marché demandait une chaudière de petite puissance pouvant récupérer efficacement l'énergie des résidus humides et secs;

2) le système devait être facile d'opération et d'entretien, car plusieurs entreprises susceptibles de l'adopter n'avait pas de main d'oeuvre spécialisée en chauffage;

3) il se devait également d'être économique et de permettre un taux interne de rendement élevé.

Nous sommes fiers aujourd'hui de dire que nous avons réussi à combiner dans un même système: efficacité thermique et rendement supérieur pour les résidus humides, des coûts d'opération et d'entretien raisonnable sans pour autant avoir négligé tout l'aspect rentabilité.

Voici donc notre système "ES" et ses caractéristiques:

Tout d'abord, comme tout système de combustion de matières résiduelles, il est doté d'une réserve dont l'autonomie variera en fonction des besoins du client. La réserve que nous proposons pour les petits systèmes assure une autonomie de 2 à 3 jours. Elle est conçue pour prévenir les pontages (BRIDGING) par l'inclinaison des parois et par injection d'air sous pression à des endroits stratégiques. Une vis spécialement dessinée amène le matériel jusqu'à une mini-réserve qui régularise l'alimentation à la chaudière. L'avantage de ce concept réside dans son coût inférieur par rapport à d'autres types de réserves et d'extracteurs. Les résidus sont transportés mécaniquement ou pneumatiquement jusqu'à l'injecteur de combustible. Un dispositif de sécurité-incendie est prévu pour prévenir tout retour de flamme dans la réserve. Le combustible est injecté avec force dans la chambre à combustion par un injecteur qui sert également de source d'air secondaire.

La chaudière est du type fire-box, et comprend deux (2) parties principales:

1) Le corps de la chaudière, qui est en fait l'échangeur de chaleur, ce dernier étant fait de tubes d'acier de 3" qui sont en contact avec le fluide d'échange. Les gaz de combustion sont circulés par un triple retour ce qui permet un transfert d'énergie maximum.

2) Une base faite d'isolant et de ciment réfractaire, qui sert de foyer et qui reçoit l'air primaire et l'injection des résidus.

Une des caractéristiques importantes du foyer est qu'il a été conçu pour favoriser un mélange turbulent d'air et de combustible; ceci encourage une combustion complète alors qu'une grande partie du combustible injecté brûle en suspension et que le reste se dépose sur les grilles et forme un lit fluidisé. Il est avantageux que les grilles soient conçues pour répartir l'air uniformément dans le foyer.

Egalement, la grande quantité d'isolant et de ciment réfractaire permet l'atteinte de température de combustion élevée, condition essentielle à la combustion de résidus humides par l'évaporation rapide de l'eau.

Notre chaudière comporte d'autres caractéristiques importantes, notamment:

1) Elle est munie de portes hermétiques qui s'ouvrent sans enlever de boulons. Ceci facilite l'accès aux tubes et aux cendres et réduit les périodes d'arrêt d'opération.

2) Nous avons mis au point un système de sécurité qui détecte toute condition anormale d'opération: combustion incomplète, mauvais allumage, bris de moteur etc... De plus, nous recommandons un dispositif de modulation électronique qui permet de contrôler en tout temps les quantités d'air et de combustibles à éjecter dans le foyer en fonction de la demande d'énergie. Une économie de combustible pouvant atteindre 40% est possible avec ce système.

3) La chaudière "ES" est très versatile. Par exemple, tous nos modèles à alimentation automatique ont une grande porte qui permet le chargement manuel en billots de 4 pieds cas de besoin. Ceci est très utile pour les entreprises qui ont des cycles de production variables et qui peuvent subir une pénurie de résidus dans les périodes de grand froid.

Nous pouvons aussi installer un brûleur à l'huile, au gaz ou au propane qui servira d'appoint en cas de besoin.

Enfin, notre système "ES" comprend un dispositif de dépoussièrage des gaz de combustion. Un ventilateur aspire les gaz à la sortie de l'échangeur et les fait circuler à haute vitesse dans des cyclones à haute efficacité. Les particules solides sont séparées des gaz et ceci permet de se conformer aux exigences relatives aux émissions atmosphériques.

A ceux qui désirent récupérer leurs résidus et économiser, nous offrons la possibilité d'évaluer chez eux leurs besoins énergétiques et la faisabilité du projet. Nous disposons d'un laboratoire d'essai qui nous permet de tester la combustion de vos résidus pour vous recommander les dispositifs de sécurité-incendie, les convoyeurs de transport, le système anti-pollution et la réserve les mieux adaptés à vos besoins.

Nous pouvons dans certains cas effectuer une étude par ordinateur pour calculer la rentabilité et les fonds générés par la conversion en tenant compte des subventions disponibles et de l'impact fiscal.

Nous sommes constamment à l'écoute de nos clients et de leurs besoins. Par exemple, nous avons testé notre chaudière en brûlant les granules énergex, ce nouveau combustible de BioShell. Les résultats sont exceptionnels étant donné le faible taux d'humidité du combustible et le fait que les particules se pulvérisent lorsqu'elles sont injectées dans la chambre à combustion. Quelques municipalités et institutions nous ont d'ailleurs contacté pour en connaître un peu plus sur les possibilités d'utiliser l'énergex.

Nous avons expérimenté à plusieurs occasions avec la litière de poulet, ce mélange de fumier de poulet et de copeaux. Encore là, les résultats ont été très positifs, particulièrement lorsque le taux d'humidité est inférieur à 35%. Plusieurs groupes sont intéressés par des développements dans ce domaine.

Les Industries F.P. Inc. vont continuer leurs recherches en ce sens car nous croyons sincèrement que la biomasse peut prendre une part de plus en plus importante en tant que source d'énergie étant renouvelable et économique.

ATELIER/WORKSHOP

Moderator: Maurice Charron
FIRE Program

---

9. Centre Hospitalier St. Sauveur (étude de cas)

Conférencier: Raymond Larouche
Centre Hospitalier St-Sauveur
Val d'Or, Québec

INTRODUCTION

Le Centre Hospitalier St-Sauveur de Val d'Or est un établissement de 168 lits, composés de 58 lits de soins prolongés et de 110 lits de soins de courte durée, répartis dans deux pavillons ayant une superficie d'environ 20,000 mètres carrés.

En 1977, la direction du Centre a commencé à se préoccuper de plus en plus de la consommation énergétique, considérant les augmentations rapides dans ce secteur. Dans un premier temps, nous avons mis en application certaines recommandations émanant de différentes instances.

En 1979, nous avons signé un contrat avec une firme spécialisée en économie d'énergie, qui nous a fourni une trentaine de recommandations. Après avoir réalisé la plus grande partie de ces recommandations dont celles qui s'avéraient les plus rentables à court terme, nous avons observé une réduction de $43,000 sur notre facture énergétique pour la première année.

Il n'en demeurait pas moins que le coût du combustible, l'huile No. 2 surtout, continuait à augmenter à un rythme supérieur à l'augmentation de notre budget. La consommation pour la dernière année était de 315,000 gallons.

Suite à différentes démarches auprès de fournisseurs locaux, à savoir s'il nous était possible d'être approvisionné en résidus de bois puisqu'à ce moment-là nous ne pensions qu'à la sciure ou la planure, la réponse fut:

- "Il nous est possible de vous en vendre, mais vous allez payer le prix d'un panneau de particule, car il faut préciser qu'ici à Val d'Or, toute la sciure et la planure produites sont utilisées par une usine de fabrication de panneaux de particules."

Cependant, le représentant d'un fournisseur nous informait que si nous étions intéressés à utiliser de l'écorce humide comme combustible, il pourrait nous en fournir à très bon prix, étant les producteurs d'une grande quantité, soit d'environ 22,000 tonnes annuellement qu'ils ont énormément de difficultés à éliminer, considérant les normes de l'environnement.

Des démarches ont immédiatement été entreprises auprès du C.R.S.S.S., région 08, qui avait déjà mandaté un de ses représentants, deux ans plus tôt, pour travailler sur un projet pour le Centre Hospitalier Hôtel-Dieu d'Amos, projet qui n'était pas encore réalisé à cause de certaines difficultés.

FAISABILITE

A partir du moment où il apparaissait possible d'être approvisionné en résidus de bois, nous nous engagions dans un processus d'analyse visant à établir la viabilité des projets suivants:

1. Automatisation de la centrale thermique sans substitution de source d'énergie (huile légère).

2. Utilisation de sciure et de planure comme combustible.

3. Utilisation exclusive d'écorce comme combustible.

Dans le but d'obtenir le plus d'information possible sur ce type de projet, nous avons visité plus d'une dizaine d'installations, par exemple:

- Normick-Perron, La Sarre (écorce & sciure)
- Scierie Taschereau, Taschereau (sciure)
- Les Produits Forestiers Saucier, Comptois (écorces)
- Parquet Métropolitain, Montréal (sciure)
- C.H. St-Jean, Macamic (sciure)
- C.H. St-François, La Sarre (sciure)
- C.H. de Roberval, Roberval (sciure)
- Bois-Franc Royal, Beloeil (sciure)

Finalement, en janvier 1981, nous en arrivions à la conclusion que l'utilisation d'écorce comme combustible s'avérait le projet le plus coûteux mais aussi le plus rentable. A ce moment-là, voici ce que nous anticipions:

- Obtenir un contrat d'approvisionnement d'écorces broyées ayant au plus 55% de teneur en eau pour une période de dix ans et à des prix pré-établis.

- Nous projetions utiliser un maximum de 6,000 tonnes d'écorces vertes par année.

- Coût de transformation de la centrale thermique pour brûler des écorces: $900,000.

- Advenant une transformation, les frais d'opération pour 1981-82 atteindraient un maximum de $100,000. Plus de 40% de cette somme était destinée à couvrir les frais d'utilisation d'huile légère advenant des bris sur le système principal.

- Advenant le statu quo en 1981-82, nous escomptions débourser plus de $350,000 en achat d'huile légère.

- Finalement, malgré les taux d'intérêt prohibitifs de cette période, nous espérions autofinancer le projet sur une durée de 60 mois.

Considérant les données que nous avions obtenues et malgré le fait qu'aucun projet de ce genre et d'une si petite envergure n'avait, à notre connaissance, été réalisé, nous nous engagions dans le processus de matérialisation du projet.

DESCRIPTION DU PROJET

Dès que nous fûmes assurés d'obtenir les garanties d'approvisionnement en écorces, nous nous fixions l'objectif de mettre en opération les nouvelles installations en décembre 1981. L'atteinte de cet objectif permettait de maximiser la rentabilité du projet puisque plus de $100,000 seraient économisés pendant les trois premiers mois d'opération.

Considérant notre objectif et diverses autres raisons, nous nous devions de réaliser ces travaux suivant un mode d'exécution en gérance. Nos installations se divisent en trois groupes: la chaudière, le système de combustion et les mécanismes de manutention.

La nouvelle chaudière est de type aquatubulaire et peut développer 15,000 livres de vapeur par heure à une pression d'opération de 150 PSI. L'efficacité vérifiée varie mensuellement entre 70% et 75%.

Les écorces sont transportés à la trémie d'alimentation à l'aide d'un convoyeur à godet et d'un second à courroie.

Finalement, un convoyeur à cendres se déverse à l'extérieur dans une remorque construite à cette fin.

A ce projet, on intégra un incinérateur évacuant les gaz de combustion via la chaudière.

MISE EN OPERATION

Le 10 décembre 1981, on mit en opération l'ensemble du système.

La première difficulté rencontrée fut de balancer et de synchroniser tout le système car la demande de vapeur du centre est irrégulière.

Dès janvier 1982, le centre a été dans l'obligation de s'approvisionner chez un autre fournisseur à plus de 70 kilomètres de Val d'Or, à la suite d'une fermeture de trois mois des scieries locales. Cependant, cet imprévu ne remettait pas en question la viabilité du projet.

Toutes nos espérances furent dépassées en constatant:

- que les systèmes de manutention offraient plus que le rendement désiré;
- que le système générait dix fois moins de cendres qu'on ne nous l'avait indiqué, quoique cela dépend de la manutention qu'a subi le bois avant son écorçage.

Les mécanismes de manutention se subdivisent ainsi:

- d'une trémie d'alimentation à vitesse variable

- d'une cellule de combustion circulaire et pressurisée, placée sous la chaudière

- d'un dépoussiéreur, répondant aux normes du Ministère de l'Environnement du Québec

- d'un préchauffeur d'air de combustion utilisant à la fois la température élevée des gaz de combustion et l'énergie provenant du système de refroidissement liquide des grilles.

Les mécanismes de manutention se subdivisent ainsi:

- une réserve souterraine pouvant assurer une autonomie de fonctionnement de deux jours en période de pointe

- la réserve est munie d'une ouverture amovible permettant le déversement direct des écorces à l'aide d'un camion

- un système à base active actionné par des cylindres hydrauliques assure le déplacement des écorces

- à la sortie de la réserve on retrouve un déchiqueteur et une vis d'alimentation horizontale

- que le système avait effectivement une efficacité de 70% et plus

- que l'incinérateur produit, à lui seul, 2,000 livres de vapeur à l'heure, pendant quatre heures par jour, cinq jours par semaine

- que les émissions sonores ont été réduites de plus de 50% par rapport au système antérieur.
  (DCB maximum enregistré: 78)

De décembre 1981 à décembre 1982, le Centre Hospitalier a consommé 5,200 tonnes d'écorces et depuis la mise en marche du système, aucun problème majeur n'est survenu.

FINANCEMENT

Grâce au programme ERIF, le Centre a pu bénéficier d'une subvention couvrant 17% des frais générés par le projet.

Les frais excédentaires sont financés à même le fond d'exploitation du Centre et on projette d'effectuer le dernier versement de capital et d'intérêts en février 1985. Il est à noter qu'une mise en opération avant la réception définitive du projet permet de couvrir suffisamment les frais de financement à court terme.

CONCLUSION

Ce type de projet comporte plusieurs attraits, ne serait-ce que l'utilisation de ressources naturelles, renouvelables et régionales.

Il suscite aussi des risques, des incertitudes causées par des éléments impondérables, par exemple, la fermeture de l'entreprise fournisseur de résidus de bois. Il est donc nécessaire d'avoir à sa disposition des éléments qui peuvent suppléer à de telles situations.

Notre projet n'a pas la prétention d'être la solution à la crise énergétique que nous vivons. Il a, à tout le moins, le mérite d'être exposé et de justifier l'analyse d'application additionnelle dans les milieux aptes à les générer.

10. Un bref historique du réseau de distribution de vapeur de l'incinérateur des Carrières

Conférencier: Michel Jodoin, ing.
Ville de Montréal

C'est le 1er février 1983 que fut inauguré, au cours d'une cérémonie officielle, le plus important réseau de vapeur produite par la combustion de déchets au pays.

Ce réseau est destiné à alimenter des entreprises industrielles et dessert actuellement 17 clients. La vapeur obtenue provient de l'incinérateur des Carrières de la Ville de Montréal.

En actionnant la vanne de contrôle, le président du Comité exécutif de la Ville, M. Yvon Lamarre, a concrétisé un projet vieux d'une quinzaine d'années que les concepteurs de l'incinérateur avaient intégré aux plans du vaste édifice.

RETROSPECTIVE DU PROJET

La mise en marché de la vapeur avait été envisagée lors de la construction de l'incinérateur, mais cette alternative devint d'autant plus intéressante ces dernières années en raison de la crise énergétique.

Les coûts sans cesse croissants du gaz naturel et des autres combustibles fossiles ont incité, en 1980, la Commission d'initiative et de développement économiques de Montréal, la CIDEM, à explorer plus à fond cette opportunité. Une étude effectuée par Sores Inc., une filiale du groupe SNC, a identifié 26 clients potentiels. La CIDEM en a retenu 15 et deux autres furent ajoutés par la suite.

Ceux-ci représentaient des ventes initiales évaluées à plus de $2 millions pour la première année de fonctionnement, soit 1983.

Les résultats de l'étude furent présentés au Comité exécutif de la Ville en mai 1981. Cela allouait une période de six mois, soit jusqu'à décembre de la même année, pour obtenir des engagements définitifs des clients, établir une structure tarifaire et déterminer les dépenses à encourir pour leur livrer la vapeur.

Le 14 décembre 1981, le dossier soumis par CIDEM-Commerce était approuvé par le Comité exécutif et, le 21 décembre, le Conseil municipal votait un budget de $2,8 millions pour l'achat de conduits permettant de commencer, dès avril 1982, la construction du réseau de distribution.

A la mi-février 1982, le Conseil approuva les termes des contrats établis avec les clients et ces contrats furent signés lors d'une cérémonie officielle, le 23 février suivant.

Le 22 mars, le Conseil octroyait trois contrats distincts pour la construction de conduits allant à l'est et à l'ouest de l'incinérateur ainsi que pour les raccordements aux systèmes des clients.

LE RESEAU

Le réseau de distribution de vapeur s'étend sur huit kilomètres de conduits principalement installés le long de l'emprise du Canadien Pacifique. La vapeur qui alimente le réseau est traitée à l'Hydrazyne (N2H2) pour prévenir la corrosion des conduits.

Ces conduits devraient permettre la circulation de quelque 200 millions de kilogrammes de vapeur par année. Les clients doivent cependant conserver leur ancien système comme appoint pour remplacer l'équipement municipal à certaines occasions telle que la fermeture annuelle de l'incinérateur en juillet.

LA STRUCTURE TARIFAIRE

La vapeur provenant de l'incinérateur des Carrières est vendue 20% moins chère que son coût de production par le gaz naturel. Le prix de la vapeur est indexé à celui du gaz naturel, ce qui permet aux clients de réaliser des économies substantielles sur une base continue, alors que la Ville, pour sa part, est assurée de revenus raisonnables.

Les clients qui utilisent de façon constante une importante quantité de vapeur bénéficieront d'un escompte de quantité tandis que ceux qui en consommeront de façon excessive à certaines périodes de pointe devront payer un supplément.

REVENUS ESTIMES

Les revenus estimés pour la première année d'opérations, soit 1983, sont de l'ordre de $2 millions. On évalue à $65 millions (en dollars constants de 1982) le total des revenus pour les 20 ans du projet, et ce chiffre pourrait augmenter de façon substantielle avec l'addition de nouveaux clients.

LES IMMOBILISATIONS

Le total des immobilisations s'est élevé à $8,836,000 y compris $219,000 pour la location pendant 20 ans de l'emprise du Canadien Pacifique ainsi que pour les frais d'émission d'obligations.

La Ville a accepté en principe de verser une redevance à la compagnie Gaz Métropolitain afin qu'elle continue d'assurer le service en gaz à ceux de ses clients qui ont choisi de s'alimenter au réseau de vapeur municipal. Cette redevance servira également à l'indemniser pour une partie de la perte de revenu encourue ainsi que pour une partie des subventions non amorties qu'elle avait versées à ces clients afin de les inciter à délaisser le mazout au profit du gaz naturel.

SUBVENTIONS

Les gouvernements fédéral et provincial ont participé au projet.

Le gouvernement provincial a subventionné une partie de l'étude Sores en versant $35,000 pour cette recherche qui a duré un an.

Le projet s'est aussi qualifié pour bénéficier de l'aide fédérale apportée par le programme d'Energie renouvelable de l'industrie forestière (ERIF), lequel englobe l'énergie dérivée des déchets municipaux.

Le programme ERIF fournit jusqu'à 20% des immobilisations admissibles. Ottawa s'est donc engagé à verser à la Ville 19,3% des $8,836,000 Total admissibles, pour une subvention fédérale totale de $1,616,000, ce qui dépasse l'évaluation de l'étude initiale. De ce montant, la Ville a déjà reçu près d'un million de dollars.

D'autre part, M. Lamarre a déclaré que le gouvernement du Québec s'était engagé à couvrir une partie des pertes d'exploitation, advenant qu'il y en ait, au cours des deux premières années.

L'INCINERATEUR DES CARRIERES

C'est la première fois au Canada que la vapeur récupérée par un incinérateur de déchets est vendue sur une aussi vaste échelle. Québec est la seule autre ville qui vend de la vapeur produite de cette façon et elle n'approvisionne qu'un seul client. Par ailleurs, la Ville de Winnipeg a un réseau de distribution de vapeur mais celle-ci est obtenue par la combustion de mazout.

Des systèmes semblables existent dans quelques villes des Etats-Unis. En Europe cependant, où les coûts de l'énergie sont une préoccupation de longue date, les villes ont recyclé les déchets pour en faire une variété de produits dont de la vapeur utilisable.

L'incinérateur des Carrières brûle environ 235,000 tonnes métriques de déchets par année, produisant quelque 495 millions de kilogrammes de vapeur. Une infime partie de cette vapeur suffit à chauffer les bâtiments municipaux voisins.

Par ailleurs, la Ville consacre $10 millions pour réduire davantage l'émission de polluants produits par l'incinérateur. Les dépoussiéreuses font place à de l'équipement neuf qui va réduire les particules de poussière du 270 milligrammes par mètre cube présentement admis, selon les critères très stricts de la CUM, à environ 100 milligrammes par mètre cube. Toutes les particules visibles seront éliminées et l'émission d'acide chlorhydrique sera réduite à un niveau bien inférieur à la norme de 500 ppm qui est déjà respectée.

Ces travaux anti-pollution devraient normalement se terminer à la fin de 1983.

11. Consolidated Bathurst Inc. (Project Summary)

Speaker: Tom Cochran
Consolidated Bathhurst Inc.
Montreal, Quebec

NEWSPRINT MILL WOOD WASTE ENERGY SYSTEM

A bioenergy project supported by the Forest Industry Renewable Energy Program of the federal Department of Energy, Mines and Resources Canada.

ORGANIZATION	Consolidated Bathurst Inc. 800 Dorchester Boulevard West Montreal, Québec H3B 1Y9 (514) 875-2160 Project Location Ville de la Baie, Québec
BACKGROUND	Consolidated Bathurst is an integrated forest products company. This project was undertaken at their Port Alfred newsprint mill at Ville de la Baie, Québec.
PURPOSE	To install a new boiler and associated equipment to burn bark and sawmill refuse to generate process steam.
DESCRIPTION	A new boiler and materials handling equipment were installed in order to increase the amount of process steam generated. A high level of steam generation is necessary to the mill's newsprint production process.
BENEFITS	a) The company will reduce its oil consumption by 35% or the equivalent of 19,000 tonnes of bunker oil per annum. b) The system will contain modern pollution control equipment which will reduce particulate emission. c) The company will eliminate the environmental problem of disposing bark and sawmill refuse at landfill sites. d)Five new jobs were created as a result of the project.
F.I.R.E. Program ASSISTANCE	Of a total capital investment of $15.7 million, the F.I.R.E. Program offered approximately $2.1 million.

TECHNICAL DATA

The wood burning boiler installed is a Foster-Wheeler inclined pinhole grate unit capable ofproducing 54,500kg of steam from bark and residues containing up to 60% moisture. It is designed with a 65% combustion efficiency and will burn hog fuel equivalent of 68,000 Bone Dry Tonnes/year (short tons) of sawmill residues and 45,000 BDTonnes/year of mill generated bark.

PROJECT SCHEDULE

The project was approved by F.I.R.E. in May, 1980. The project got underway in April 1980 for completion by April, 1983.

PROJECT CONTACTS

T.R. Cochrane, Manager
Marketing, Pulp & Paper
Consolidated Bathurst Inc.

F.I.R.E. Secretariat
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
(613) 995-9447

This project is one in a series of available F.I.R.E. Program summaries which illustrates the use of bioenergy technology in Canadian industry. Other information is available for various industrial applications, including forest products and wood processing; manufacturing; municipal waste systems; and greenhouses. Information on projects in these areas may be obtained from the F.I.R.E. Program Secretariat.

12. B.C. Forest Products (Project Summary)

Speaker: Daryl Gray
B.C. Forest Products

PULP MILL HOG DRYING SYSTEM

A bioenergy project supported by the Forest Industry Renewable Energy Program of the federal Department of Energy, Mines and Resources Canada.

ORGANIZATION	British Columbia Forest Products Limited 1050 West Pender Street Vancouver, B.C. V6E 2X3 (604) 665-3821 Telex 04-51166 Project Location P.O. Box 70 Crofton, B.C. V8W 2N5 (604) 246-3241
BACKGROUND	B.C. Forest Products Limited is an intergrated forest products company. This project was undertaken at their pulp mill in Crofton, B.C.
PURPOSE	To install drying equipment for wood wastes to be burned in the existing boiler.
DESCRIPTION	To install wood waste drying equipment in order to reduce moisture content from 60% to 50% prior to burning the material in a conventional boiler. This project is the first Cascade Dryer installation in Canada.
BENEFITS	a) The mill expects to reduce its oil consumption by approximately 22,725 tonnes per year. b) Particulate emissions are expected to be reduced by an estimated 50% bringing the company well within pollution control regulations. c) The System reduces the environmental problem of disposing of wood waste.

F.I.R.E. Program ASSISTANCE	The total capital investment was estimated at $8.5 million, of which the F.I.R.E. Program offered $714,000.
TECHNICAL DATA	The flue gas at 260 C is extracted from the existing boiler stack and run in an upward vertical direction through a flash dryer. Wet fuel is metered into the flash dryer at a speed regulated to maintain 107 C exit flue gas temperature. It is desirable to maintain this temperature to avoid condensation and consequent corrosion problems. The flue gas, along with exhausted fines, is then passed through multi-cyclone cleaners from which clean gas discharges to the atmosphere via the existing stack.
PROJECT SCHEDULE	The project was approved by F.I.R.E. in March 1981. Work commenced in June 1980, for completion in the summer of 1982.
PROJECT CONTACTS	J.D. Grant, Manager of Taxation B.C. Forest Products Ltd. D.H. Gray, P. Eng. B.C. Forest Products Ltd. F.I.R.E. Secretariat Energy, Mines and Resources Canada 580 Booth Street Ottawa, Ontario K1A 0E4 (613) 995-9447

This project is one in a series of available F.I.R.E. Program summaries which illustrates the use of bioenergy technology in Canadian industry. Other information is available for various industrial applications, including forest products and wood processing; manufacturing; municipal waste systems; and greenhouses. Information on projects in these areas may be obtained from the F.I.R.E. Program Secretariat.

13. MacMillan Bloedel Ltd. (Project Summary)

Speaker: Gordon Jones
MacMillan Bloedel Ltd.

Project Summary

PAPER MILL HOG FUEL DRYING SYSTEM

A bioenergy project supported by the Forest Industry Renewable Energy Program of the federal Department of Energy, Mines and Resources Canada.

ORGANIZATION	MacMillan Bloedel Limited 1075 West Georgia Street Vancouver, B.C. V6E 3R9 (604) 683-6711 Project Location Powell River, B.C.
BACKGROUND	MacMillan Bloedel Limited is an integrated forest products company. This project was undertaken at the Powell River Paper Mill as part of an expansion program
PURPOSE	To install a hog fuel drying system to improve the heating value of the hog fuel and to increase the mill's capacity for burning biomass.
DESCRIPTION	To install a hog fuel drying system to permit a reduction in fuel oil consumption and to improve the output efficiency of the furnace. The major components of the system are two rotary drum dryers and an electrostatic precipitator. The burner will continue to be fueled by a combination of fuel oil and wood wastes, but wood wastes will account for the higher proportion of the fuel requirements.
BENEFITS	a) The company will save approximately 30,700 tonnes of oil per year. b) The new system will meet air pollution control requirements.
F.I.R.E. PROGRAM ASSISTANCE	The total capital investment was estimated at $23.7 million, of which the F.I.R.E. program offered $3.09 million.

TECHNICAL DATA	Hot flue gases from the combination hog/fuel oil fired boilers, collected and directed to a two-chamber electrostatic precipitator designed to remove approximately 80% of the particulate from the precipitator, will enter two rotary drum dryers at an appropriate temperature to reduce hog fuel moisture content to 50%, exhaust at 93 C through a bank of cyclones to remove the entrained hog fuel fines, through an induced draft fan to a 46 metres stack which is constructed of fiberglass reinforced plastic in order to avoid corrosion problems.
PROJECT SCHEDULE	The F.I.R.E. Program agreed to support the project in November, 1980. Work began in September, 1980 for completion in September 1982.
PROJECT CONTACTS	C.D. McCulloch Engineering and Technical Manager MacMillan Bloedel Limited Powell River Division Lesley Dawson-Burns Energy Coordinator MacMillan Bloedel Limited F.I.R.E. Secretariat Energy, Mines and Resources Canada 580 Booth Street Ottawa, Ontario K1A 0E4 (613) 995-9447

This project is one in a series of available F.I.R.E. Program summaries which illustrates the use of bioenergy technology in Canadian industry. Other information is available for various industrial applications, including forest products and wood processing; manufacturing; municipal waste systems; and greenhouses. Information on projects in these areas may be obtained from the F.I.R.E. Program Secretariat.

14. Bioshell Inc. (Project Summary)

Speaker: Gilles Bellfeuille
Bioshell Inc.
Montreal, Quebec

Project Summary

HOG FUEL PROCESSING PLANT

A bioenergy project supported by the Forest Industry Renewable Energy Program of the federal Department of Energy, Mines and Resources Canada.

ORGANIZATION	Bioshell Inc. 6070 Sherbrooke Street East Suite 204 Montreal, Québec H1N 1C1 (514) 252-8300
	Project Location Iroquois Falls, Ontario
BACKGROUND	Bioshell Inc., a wholly owned subsidiary of Shell Canada, was created to establish bioenergy operations in Ontario and Québec. This project was undertaken at Iroquois Falls in Northern Ontario.
PURPOSE	To build a plant to convert wood wastes into densified fuel having improved heating value and transportability. The resulting fuel will be marketed locally for use in industrial boilers.
DESCRIPTION	To install fuel processing facilities which will process wood wastes from local sawmills into pellets which will be sold for consumption in industrial boilers.
PROJECT SIGNIFICANCE	This project provides an interesting example of conversion of waste product into a readily marketable fuel.
BENEFITS	a) The pellets produced are sufficient to result in energy savings equivalent to approximately 47,670 tonnes of oil per annum. b) The elimination of the environmental problem of disposing of wood wastes as landfill. c) The creation of 39 jobs as a result of this project.
F.I.R.E. Program ASSISTANCE	Of a total capital investment estimated at $5.2 million, the F.I.R.E. program offered $482,500.

TECHNICAL DATA

The wood waste is mixed to about 60:40 bark-to-sawdust ratio before being admitted to a rotary drum for drying to about 10% moisture content. It is then pneumatically conveyed at a temperature of 107 C to a hammer for further mill size reduction before it goes to the pellet mill. At the pellet mill, the residue enters axially into the mill whereupon it is extruded radially through dies 60mm in diameter. The 60mm pellets are broken off in 1.25cm lengths by a revolving flail ring and then pass through a cooler section before being stored.

PROJECT SCHEDULE

The project was approved by F.I.R.E. in August, 1981. Bioshell Inc. commenced the project in June, 1981 for completion in April, 1982.

PROJECT CONTACTS

Gilles Bellefeuille,
Vice-President
Bioshell Inc.

F.I.R.E. Secetariat
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
(613) 995-9447

This project is one in a series of available F.I.R.E. Program summaries which illustrates the use of bioenergy technology in Canadian industry. Other information is available for various industrial applications, including forest products and wood processing; manufacturing; municipal waste systems; and greenhouses. Information on projects in these areas may be obtained from the F.I.R.E. Program Secretariat.

15. Food Processing Plant Biomass System (Case Study)

Speaker: Bryan Beazer
Nestlés
Chesterville, Ontario

My name is Bryan Beazer, and I am Plant Services Engineer for the Nestlé Division Factory in Chesterville, Ontario about 40 miles south-east of Ottawa. Nestlé's employs about 400 people at this location. The Factory produces instant drinks, puddings, and sauces. Probably our most well known products are Nescafé, Tasters Choice and Encore coffee, Chocolate Quik, Nestlé Puddings and Crosse & Blackwell sauces.

The reason that I am here today is to describe a project that involves the FIRE grant program. This project is to replace old inefficient and inflexible equipment. Because the new equipment will be used to prepare and burn spent coffee grounds, which is a biomass, Nestlé's qualified for a subsidy grant under the FIRE program.

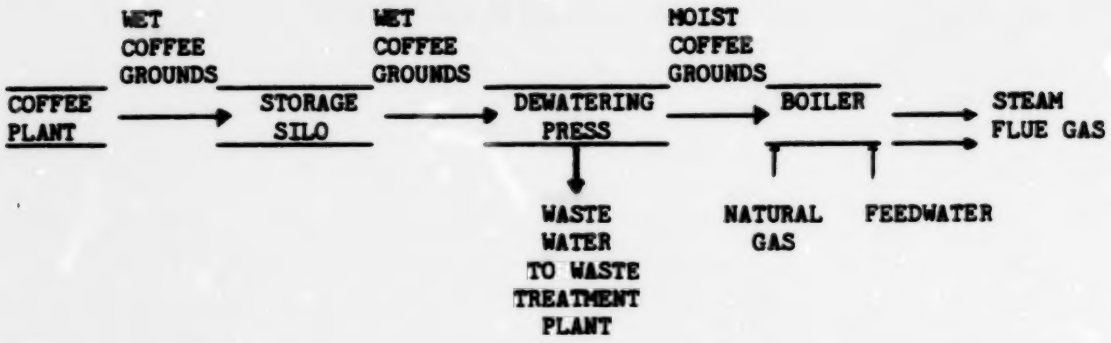
I must stop here to make sure that no one is mumbling to himself, "now he told us where Chesterville is, but what are spent coffee grounds". The spent grounds are the fibres and the husk remaining after ground-roast coffee beans have been soaked in hot water. The hot water dissolves most of the coffee separating it from the fibres and the husk parts of the coffee bean. This dissolved coffee is then piped to other equipment that concentrates and dries the coffee into the instant powder that we sell. The fibres and husk parts (now known as spent grounds) are sent to the boilers to be burned as fuel. These are the same type of grounds as you get from your home percolators.

The description of this project has three essential parts:

1. The existing equipment.
2. The proposed equipment.
3. The expected savings.

The existing equipment includes a manufacturing plant that produces spent coffee grounds when it manufactures instant coffee and a boiler plant that burns those coffee grounds and produces steam for heating and for processing.

The major components of this system are shown in this overhead.



Starting at the left is the coffee manufacturing plant and it discharges wet coffee grounds to a silo where they are stored and ready for use. The grounds are then conveyed to a dewatering press where some of the water is squeezed off before the moist grounds are sent to the boilers.

The existing equipment gets rid of the grounds and it helps to reduce our consumption of natural gas but it does it very inefficiently. The boiler for instance was made in 1948. It was originally built to burn only coal and was modified in the 50's to burn grounds along with the coal. It was then modified further in the 60's (when the natural gas line was brought to the village) to burn natural gas along with the grounds.

The boiler is not very good at extracting the heat from the fuel because about half of the available heat goes up the chimney. The grounds have a high calorific heat value of 11,000 BTU's per pound (when they are bone dry) and they should burn easily, But, because they presently have too much water mixed with them, a supplementary fuel - natural gas must be used to keep the furnace hot enough to drive off excess water and allow the grounds to burn. This supplementary natural gas produces additional quantities of steam over and above that which is needed by the factory. The additional steam must be vented. The fact that excess steam is now produced means that no improvements on burning these grounds is worthwhile.

The high moisture content in the grounds means that we have to use natural gas in order to burn the grounds. Part of the reason for this high moisture content in the grounds is our dewatering press, it is an older type and it leaves two parts of water with each part of dry grounds.

Recently some changes were made in the factory and now the boilers and the press cannot keep up with the amount of grounds generated. Management agreed that a new press and new boiler were needed. They approved the purchase of:

1. a Vetter Screw Dewatering Press
2. a Babcock & Wilcox Towerpak Boiler and
3. a Bailey Network 90 Microprocessor Control System.

The Vetter Press has very few moving parts and after a year of operation (we have already installed the unit) it appears that the average moisture content is 50%. That means that only one part of water is left with each part of grounds. This reduced moisture allows the grounds to burn better and less supplementary natural gas is required.

The Towerpak boiler will be oprational by June 1983. It should allow spent grounds to be burned without the need of any supplementary natural gas. The new boiler will allow for far better efficiencies.

The Bailey Meter Network 90 Control System completes the press and boiler package. It will measure and control air, fuel, water and steam flows for the boiler. Since the system is microprocessor based we should have no problems in getting the maximum possible efficiencies at all times.

The new equipment is expected to raise our efficiency by 15% and this should save 80 million cubic feet of natural gas or $400,000 per year.

The total cost of the project is about 1 3/4 million dollars. The government has agreed to subsidize part of the project with a 15% FIRE grant up to a maximum of $225,000.

This project has consumed about 4 years of my life and I am very excited that it is nearing completion. When you live and breath a project like this you could talk for days about it. My hope is that I have given you enough information today to make it interesting but not so much as to bore you. I thank you for listening to me and if you have any questions I will be more than happy to answer them.

Before stepping down I wish to thank the FIRE officials for this conference and the opportunity to explain my project.

Mardi, 26 Avril,1983/Tuesday, April 26, 1983

Troisième Session/Session Three

Président: Richard Lalonde Directeur, region de Québec
Bureau canadien des economies d'énergie
et des énergies renouvelables

16.Bioenergy: Potential and Opportunities

Speaker: Dr. Stelios Pneumaticos
Chief, Renewable Energy Programs, EMR
Ottawa, Ontario

My topic is Bioenergy: Potential and Opportunities. This topic allows me to set out the scope for an increased use of biomass - one of the less traditional energy sources - yet one which offers considerable potential for Canadians.

We have ample resources of traditional energy sources such as fossil fuels, natural gas, coal, oil, uranium for nuclear energy, we have solar energy, hydro power, geothermal and of course we have municipal solid waste as well. Compared to the rest of the world we are doing much better in every energy source. In terms of oil, (including the tar sands) we have as much as twenty times more, on a per capita basis, than the average world citizen. Coal, about two times as much.

Natural gas, about four times as much. Forest resources, ten times as much as the average for the rest of the world. Crops, ten times as much. Garbage, we're doing quite well there too, two times as much. Hydropower, again more that the rest of the world. So we have abundant supplies of energy sources.

One may say what is the problem? Yet we do have a bit of a problem. We are a net energy exporter but we do have a shortage in oil. Even after three or four years of intensive efforts in energy conservation and substitution, we are still short of oil over all. About 150,000 - 170,000 barrels a day of imports are coming into the country.

The oil problem is not just a Canadian problem. It's a world problem. In North America we consume much more than we produce and so does Europe. The exporters of oil are of course in the Middle East, Central America and for the time being West Africa. The Eastern block is more or less balancing its own supply and demand.

In the case of Canada, we've found some new oil off the East Coast in Hibernia, but it is not really easy oil to get at. You all remember the accident last year with the Ocean Ranger. We've been finding some oil out in the Beaufort Sea as well, but it's not going to be cheap oil. Overall the cost of oil, and new oil in particular, will continue to increase.

What do we do? One option is conservation, where we're all trying to do our best. Another is to explore other resources. We have natural gas; we have coal; and we have biomass and we find that we can use these fuels in several applications.

Biomass is a renewable resource, it is actually solar energy that has been converted into organic material through photosynthesis. With organic material you can produce a number of commodities or fuels. One is biomass which you can convert through combustion into heat. In theory (although economics do not permit for now) you can convert it directly into an oil product. You can gasify it and produce a gas which again could be used for combustion or further processed into a liquid fuel such as methanol. Similarly through the biological processes you can convert biomass into alchohol such as ethanol.

The advantages of biomass, are i)that it is a renewable resource; ii) that it is widely distributed throughout the country in our case; and iii) that the conversion processes are environmentally benign compared to coal or disposing of biomass residues in other ways.

In theory, and I underline that, we could derive all our energy from biomass. In practice however, we are expecting to double the contribution of biomass energy to about 6-7%of the total by 1990. But there are some drawbacks: it is a low energy density material; it's high bulk density - you need a lot of it; and it usually comes with lots of water which you have to remove. At the same time, it is widely available.

In a study by the Intergroup Consulting Economists, conducted last year using statistics that were reported in 1980 we have an idea of the distribution and availability of the resource at various price ranges. In B.C., for example, there is an estimated 10 million tons a year of mill residues theoretically available. Similarly Ontario and Quebec have significant amounts of relatively cheap biomass available. (Note: Details of The Use and Availability of Biomass, by Province, will be found at the end of these remarks).

How does biomass compare in the sense of economics, to other fuels? There has been an increase in the use of wood in the residential sector; in wood stoves or wood furnaces. But for many you need to purchase wood at more than $100 a cord. In most of these cases you would be better off using natural gas or oil at today's prices.

Also, economics aside, there are other factors that we have to consider such as the convenience of an automated natural gas or oil system that is not widely available with the wood option.

But conversions are taking place. As a matter of interest, under the government programs to provide incentives for the substitution option, there were several thousand people who converted to wood over the last year and a half.

For the industrial sector, which is the focus of the FIRE program, we commissioned an evaluation of our projects, in terms of the capital cost of equipment, cost of oil, operating costs and so forth. The conclusion was that one can produce secondary energy, that's useful energy, steam for example, between $4 and $8 a gigajoule from mill residues, depending on what the price of the residues are.

For comparison, the current price of oil at $22 to $24 a barrel, is about $6.50 to $7 per GJ; for natural gas it's about $6. So there can be economically attractive conversions and we believe that there is more potential here.

Another option is to densify biomass. There are two or three examples of densification in Canada now. You can produce secondary energy between $6 and $8 a GJ. Again, you can have a cost advantage on oil and natural gas.

Gasification of biomass doesn't seem to be too cost effective in relation to oil at the current prices. But if one considers what is forecast in the world price scenerio, (2% or 3% real increases of oil and natural gas over the next few years) and even if you take into consideration inflation in the capital cost of equipment and fuel, this option could become cost-effective.

For conversion of biomass into liquid fuel for the transportation sector, things do not look promising. One can produce some alchohol at lower than gasoline prices. But these are very small quantities and they are in very special situations. There is some alchohol being produced in conjunction with pulp and paper operations but the rest is quite expensive and unless we have a technological breakthrough, it is going to stay like that. The main emphasis here is to do fuel systems development.

I want to mention now the various programs that our Government has in place to promote biomass energy, FIRE is the biggest of these programs with close to $300 million to 1986. We also have the Canada Oil Substitution Program, which provides incentive for the conversion of residential oil systems to natural gas, to electricity, to biomass, and so forth.

Canertech, is another government initiative announced as part of the Natural Energy Program in 1980. They invest in ventures to promote conservation and renewable energy. The budget is going to be increased over the next little while to $100 million.They have already invested in some biomass development, such as the commercial development of biomass gasifiers.

We also have a program to support demonstration projects which are designed to promote conservation and renewable energy

We have the ENFOR program which is scheduled to end but we hope it will be extended because it has had good success in promoting and assisting the development of forced air combustion equipment and liquid fuel technologies.

There is another program which we call the New Liquid Fuels project. It is the program that looks into such options as hydrogen or alchohol, propane and so forth. It's mainly an R&D program. The amount of funds that will go towards biomass derived liquid fuels is about $16 million.

Finally, there is a sub-program in the Department of Agriculture which is estimated to spend about $6 1/2 million over the next few years on R&D in agricultural bioenergy.

We hope that with these programs, and with the interest in the private sector, that the objective of the Department to go from 3 1/2% of the primary energy provided by biomass to about 6 1/2% in ten years will be achieved mainly at the expense of oil. The contribution of oil in our energy budget should come down to 27% from 38%.

Perhaps in the long run, we will establish some biomass plantations that can be used for both industrial products and their residues

Thank you.

17. Disponibilités de biomasse forestière au Québec et perspectives d'utilisation

Conférencier: Jean-Guy Routhier, Ing.F., M.E.S.
Darveau, Grenier, Lussier et Associés

Conférence préparée à partir d'un rapport ENFOR intitulé
"Perspectives d'utilisation de la biomasse forestière au Québec"
réalisé par Louis-Jean Lussier, Ing.F., Ph.D. et
Jacques Maranda, Ing.F., M.Sc.A. de la Firme
Darveau, Grenier, Lussier et Associés.

Je me propose, au cours de cette conférence, de fournir quelques données relativement aux disponibilités de biomasse forestière au Québec et d'examiner leurs perspectives d'utilisation au cours de la prochaine décennie. Plus précisement, je me limiterai à la partie aérienne de la biomasse forestière soit le bois, l'écorce et les feuilles des arbres et des arbustes.

LE QUEBEC FORESTIER ET SON POTENTIEL DE PRODUCTION

Le Québec possède quelques 500,000 kilomètres carrés de forêt productive accessible. On ne peut analyser le potentiel de production et les perspectives d'utilisation de la biomasse forestière d'un tel domaine sans le subdiviser d'abord en un certain nombre d'unités d'études. Lors d'une recherche récente sur ce sujet, effectuée par notre firme dans le cadre du programme ENFOR, le Québec forestier a été subdivisé en 26 unités d'étude (Fig. 3) à partir des lignes de démarcation des régions administratives(Fig. 1), et des grandes zones d'aménagement (Fig. 2) reconnues officiellement par le ministère de l'Energie et des Ressources.

A partir des résultats ainsi ventilés, on a pu connaître géographiquement les excédents et les déficits de biomasse, identifier les régions problèmes et celles dont les perspectives d'utilisation paraissent les plus prometteuses. Cette conférence constitut en quelque sorte un résumé succinct des nombreux résultats de cette étude.

L'estimation du potentiel de biomasse forestière se calcule à partir de quatre éléments de connaissance: la possibilité de la forêt, soit le volume annuel de bois marchand qui peut être récolté sans épuiser le stock; la récolte forestière actuelle (bois à pâte, de sciage, etc.); la disponibilité de matière ligneuse qui est la différence entre la possibilité et la récolte; les facteurs de biomasse qui permettent de transformer les volumes marchands découlant de la récolte et des disponibilités, en volumes totaux, soit la somme du volume des troncs marchands, de l'écorce, des branches, des cimes et des tiges non marchandes (2cm 0 10cm).

La figure 4 présente, par grande zone d'aménagement, la possibilité, la récolte et la disponibilité de troncs marchands avec écorce. On n'a pas considéré la zone pâte puisque, au point de vue économique, elle n'offre aucune chance de récolte de biomasse autre que celle des troncs marchands de valeur commerciale. On remarque que la possibilité de troncs s'évalue à 21.5 millions de tonnes métriques anhydres, que la récolte se chiffre en 1980 à 14.8 millions de tonnes, d'où une disponibilité de 6.7 millions de tonnes.

Les facteurs de biomasse, soit les branches et houppiers des arbres récoltés et ceux des arbres disponibles ainsi que les arbres de dimensions non marchandes, représentent une masse additionnelle de 9.2 MM de t.a. qui, ajoutée aux 6.7 MM de t.a. disponibles forment un total de 15.9 MM de t.a. de biomasse non employée.

Afin de déterminer les quantités de résidus d'usinage présentement produites et consommées, ainsi que celles qui seront produites et consommées d'ici cinq ans, on a consulté les personnes compétentes de chaque usine de pâtes et papiers et de chaque usine de déroulage ou de sciage dont la production annuelle dépasse 15 millions de PMP. Cette enquête a permis d'établir que la production d'écorce se chiffre, en 1980, à 1.7 million de tonnes, la consommation à 1.0 million, d'où un excédent d'écorce de 0.7 million de tonnes. L'industrie des pâtes et papiers consomme à elle seule, pour fins énergétiques, 92% des quantités totales d'écorce utilisée. La production de sciures et de planures de la même année s'évalue à 1.4 million de tonnes, la consommation à 1.0 million de tonnes, d'où un excédent de 0.4 million de tonnes. La consommation industrielle de ces résidus représente 65%, le reste étant utilisé pour la production d'énergie.

La biomasse forestière actuellement disponible à un niveau extensif d'aménagement forestier atteint donc 17.0 MM de t.a.

La valeur énergétique d'une t.a. de biomasse forestière est sensiblement la même que celle de deux barils d'huile lourde. Considérant que le prix actuel de l'huile lourde est d'environ $33 le baril, on peut affirmer qu'une t.a. de biomasse vaut $66. Toutefois, à cause des coûts de manutention liés à son usage et du coût des équipements de combustion, nous jugeons que son coût compétitif est d'environ $55.

Jetons maintenant un coup d'oeil sur les coûts de production de la biomasse forestière. On voit, à la figure 5, que pour une distance moyenne de transport de 50 kilomètres, le coût au consommateur varie de $10 à $50 par tonne selon la nature du produit, alors que la valeur de la biomasse se situe aux environs de $55. Ces coûts demeurent assez approximatifs pour certains produits, mais ils constituent des ordres de grandeur valables.

La consommation actuelle de biomasse forestière à des fins énergétiques est à peu près exclusivement limitée aux résidus d'usinage, ce qui n'est pas surprenant considérant leur coût très avantageux.

Plusieurs régions sont même déjà déficitaires de résidus d'usinage. Ainsi, la région du St-Maurice (04) importe 215,000 tonnes de sciures et planures des autres régions (Abitibi et Lac St.-Jean), soit 85% de ses besoins.

L'enquête auprès de l'industrie forestière mentionnée précédemment a permis d'établir que la consommation de résidus d'usinage du bois passera de 2.0 millions de tonnes en 1980 à 3.2 millions en 1985 et à 4.5 millions en 1990. Comme la production de 3.1 millions de tonnes en 1980 augmentera à 3.2 millions en 1985 et à 3.5 millions en 1990, on en conclut que dès 1986, les besoins de résidus seront plus considérables que leur volume de production (Fig. 6) et qu'il faudra alors se tourner vers d'autres sources de matière ligneuse, notamment la biomasse excédentaire en forêt. La présente crise économique retardera sans doute quelque peu la date du déficit prévu.

Si l'on revient aux coûts de production de la biomasse forestière (Fig. 5), on constate qu'à l'exception de la méthode qui consiste à traiter les arbres entiers commerciaux à l'usine de pâte (coût additionnel de $10), toutes les autres sources de biomasse en forêt sont plus dispendieuses que les résidus d'usinage, d'où la réticence des utilisateurs à faire appel à ces premières sources. Le véritable concurrent de la biomasse disponible en forêt se trouve beaucoup plus dans l'excédent des résidus d'usinage du bois que chez les vendeurs de pétrole. Cependant, cet excédent diminue rapidement, de sorte que l'on devrait bientôt faire appel aux résidus de coupe et aux copeaux d'arbres entiers.

La figure 7 tente d'illustrer la situation des résidus d'usinage du bois telle qu'elle devrait se présenter ver 1985. Les régions de St-Maurice (04) et du Bas St-Laurent-Gaspésie (01) seront déficitaires alors que les régions du Lac St-Jean (02) et du Nord-Ouest (08) auront des excédents qui seront probablement exportés vers les régions déficitaires.

PREVISIONS DE LA CONSOMMATION DE BIOMASSE FORESTIERE

La consommation totale de biomasse forestière au Québec passera de 2.3 millions de tonnes en 1980 à 4.0 millions en 1985 et à 4.9 millions en 1990. L'industrie des pâtes et papiers demeure le principal consommateur, représentant environ 75% de la consommation totale (Fig. 8). Pour ce qui est des produits, la biomasse en forêt devrait connaître une croissance assez forte, passant de 310,000 tonnes en 1980 à 1.5 million de tonnes en 1990
(Fig. 9).

En ce qui concerne la source de biomasse en forêt, les plantations d'arbres à croissance rapide (plantations énergétiques), tels les peupliers hybrides, et la récolte d'arbres entiers non marchands (0 - 10 cm) s'avèrent présentement trop onéreuses pour représenter un potentiel de biomasse économiquement intéressant. La récolte d'arbres entiers marchands de faible valeur commerciale présente un potentiel beaucoup plus alléchant surtout lorsque cette récolte est réalisée dans le cadre d'un programme d'amélioration des peuplements.

ELEMENTS DE RECHERCHE ET DE DEVELOPPEMENT

Afin de rendre l'utilisation de la biomasse forestière disponible plus attrayante, on devra cependant intensifier la recherche et le développement dans certains domaines particuliers: la mise au point d'engins d'exploitation et de méthodes de travail conçus spécifiquement pour le traitement de peuplements forestiers dégradés; la densification de la biomasse avant son transport à l'usine (densification par compression, fabrication de granules ou autres); la séparation de la fibre et de l'écorce après déchiquetage; le développement de nouveaux marchés tels que pièces de dimensions, panneaux gaufrés, à fibre orientée, à fibre laminée, bois tranché-laminé, panneaux composites ou reconstitués; l'intégration harmonieuse de la récolte d'arbres entiers à la remise en valeur de forêts dégradées.

PRODUCTION DE BIOMASSE ET REMISE EN VALEUR DE LA FORET

En ce qui concerne l'intégration de la production de biomasse forestière à la remise en valeur de peuplements dégradés, on présente à la figure 10 un exemple portant sur la conversion d'un peuplement feuillu de faible valeur commerciale en peuplement résineux de haute valeur. Etant donné que de tels peuplements occupent de larges superficies dans le sud du Québec, ce traitement devrait connaître une grande importance dans les prochaines années. Cependant, comme les marchés pour la fibre de faible qualité qui en découle sont largement déficients, le gouvernement hésite à se lancer dans un vaste programme de remise en valeur, les coûts de conversion étant souvent excessifs.

Présentement, le gouvernement du Québec accorde aux propriétaires un subside d'environ $1,300 par hectare en vue d'exécuter une telle conversion. Cependant, si l'on accorde à la récolte de biomasse sa valeur énergétique réelle, on voit, dans l'exemple de la figure 10, que le traitement pourrait s'auto-financer.

En conclusion, les disponibilités de biomasse forestière sont très grandes au Québec, particulièrement dans la zone de la forêt habitée, mais il reste encore beaucoup à faire avant de pouvoir les exploiter économiquement. En plus de la recherche et du développement déjà soulignés, on devra prévoir la récolte de la biomasse dans le cadre de plans d'aménagement appropriés. On exploitera, au départ, les peuplements forestiers dégradés mais il faudra, au fur et à mesure de leur disparition, se tourner davantage vers les arbres non marchands, les plantations énergétiques et les résidus d'exploitation.

Fig.1- LE TERRITOIRE FORESTIER DU QUÉBEC ET LES RÉGIONS ADMINISTRATIVES

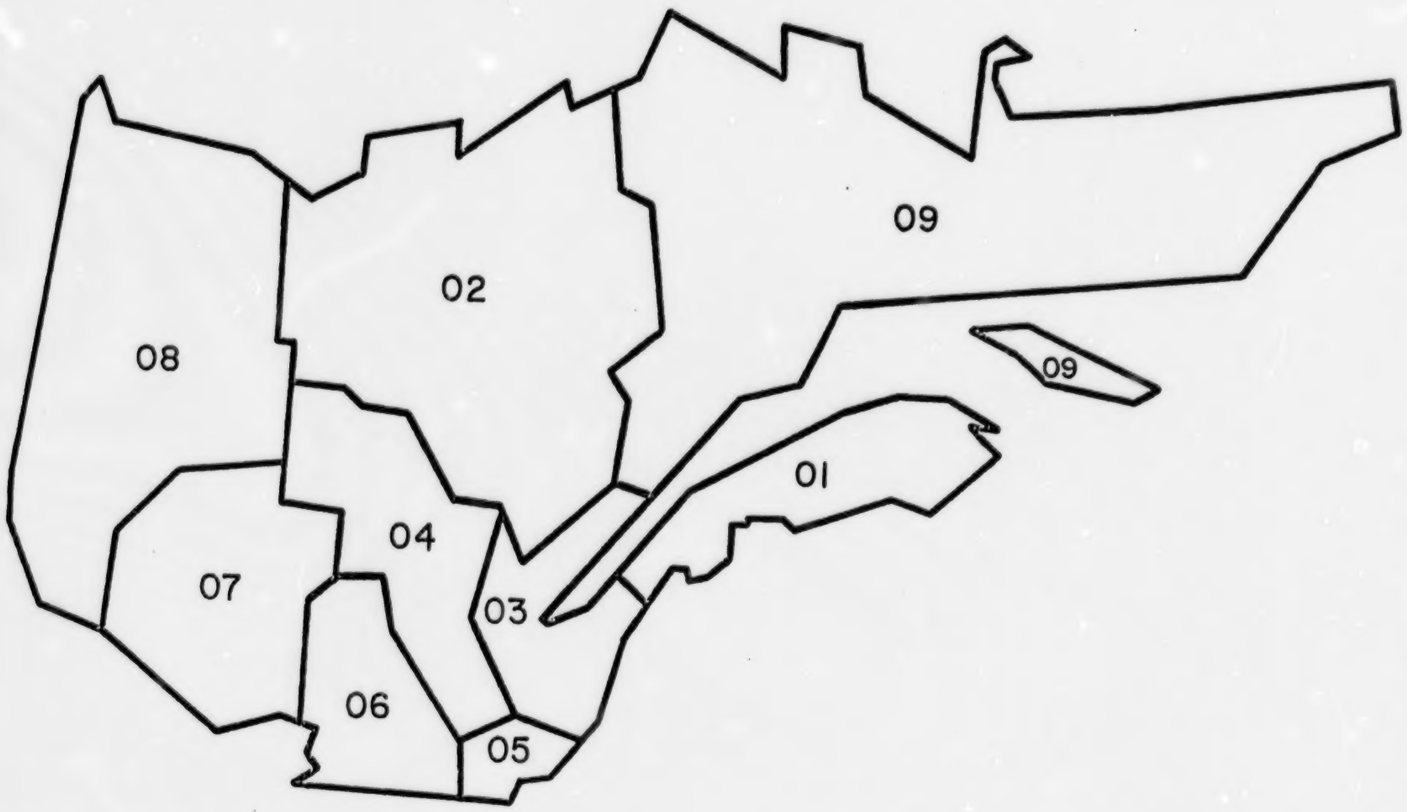


Fig. 2 - LES GRANDES ZONES D'AMÉNAGEMENT DU QUÉBEC FORESTIER

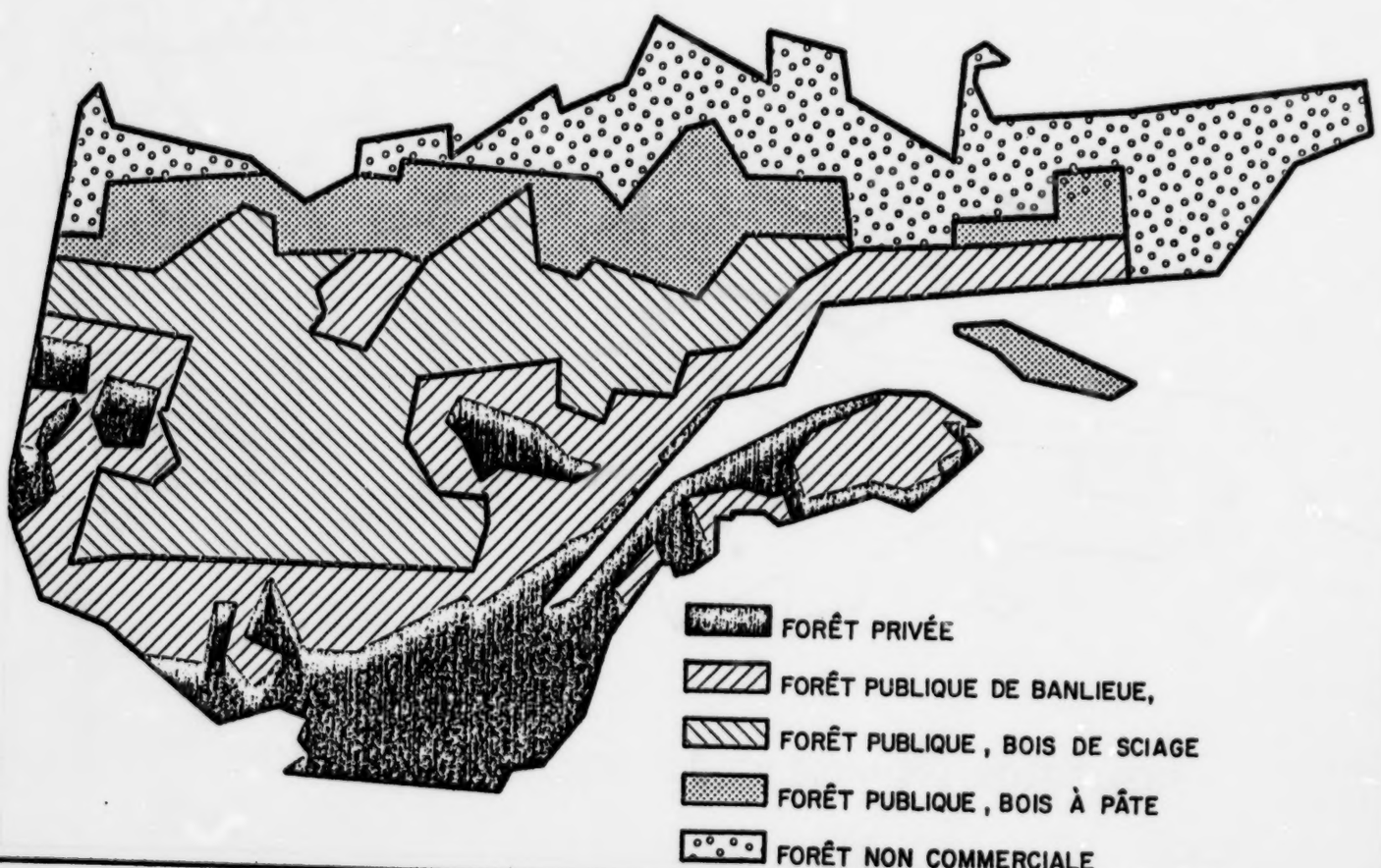


Fig. 3 - UNITÉS D'ÉTUDE DE LA BIOMASSE FORESTIÈRE

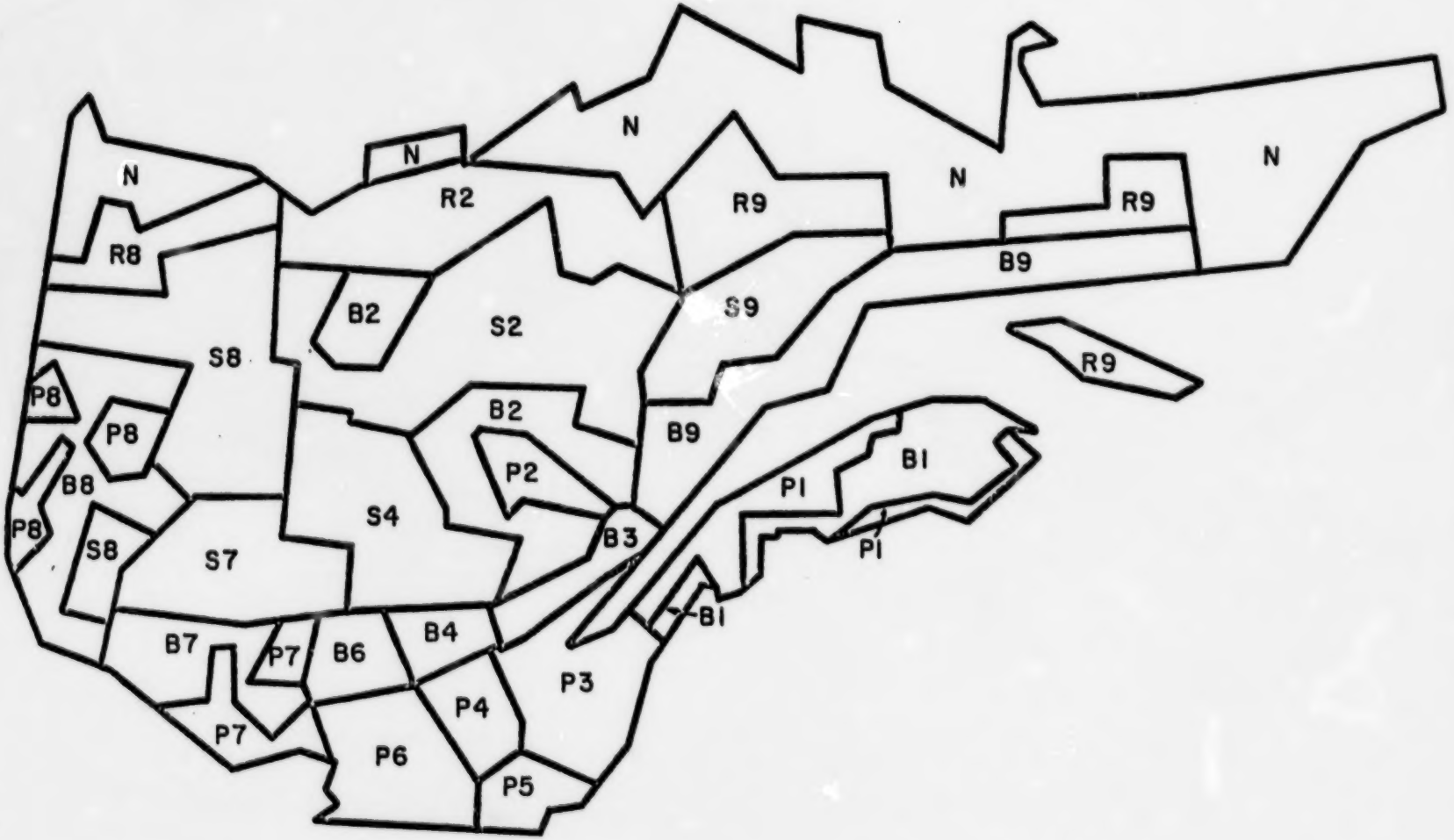


Fig. 4 - POSSIBILITÉ, RÉCOLTE ET DISPONIBILITÉ DE TRONCS MARCHANDS

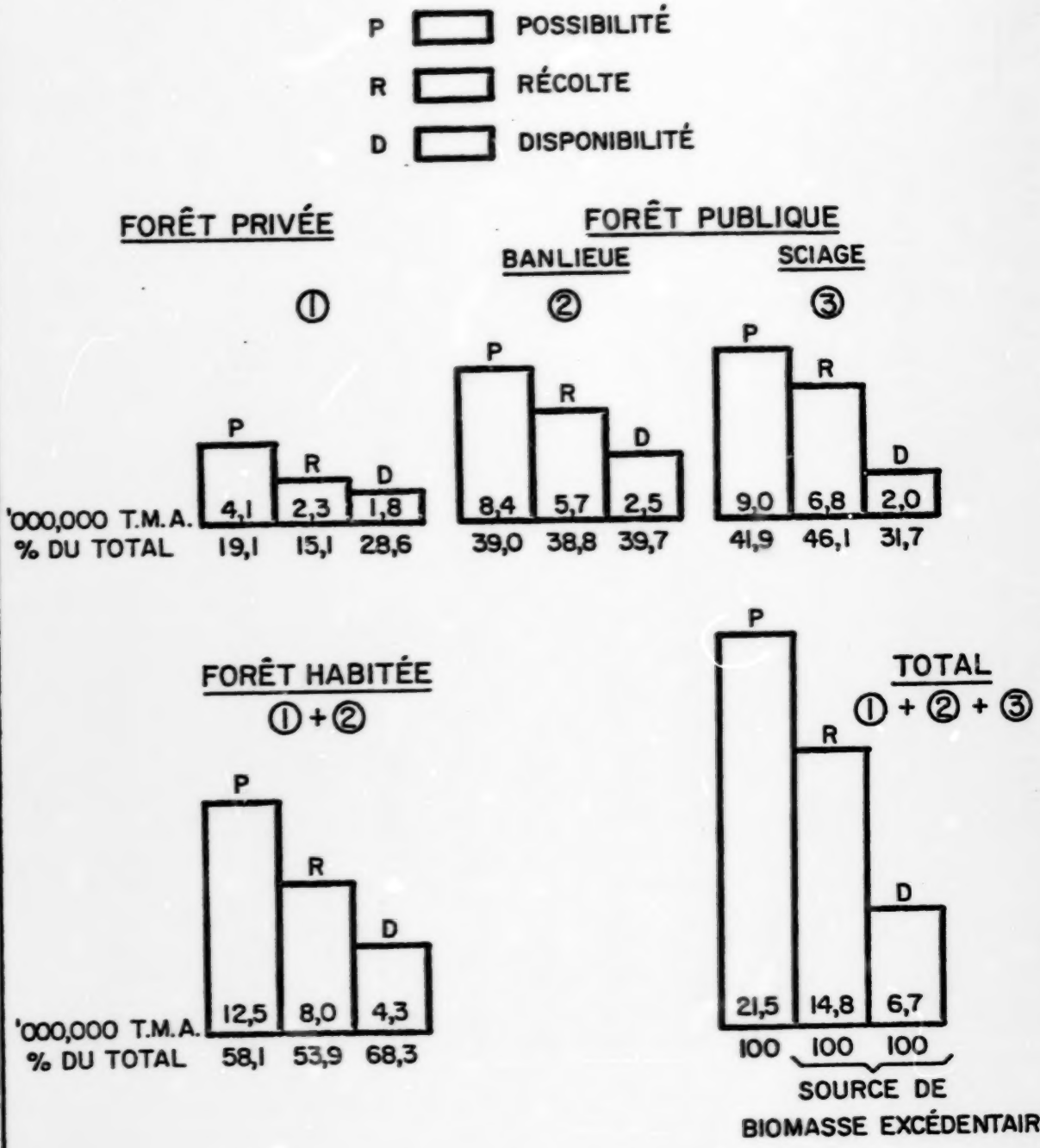


Fig. 5 - COÛTS APPROXIMATIFS DE LA BIOMASSE FORESTIÈRE

1980

DISTANCE MOYENNE: 50 KILOMÈTRES

	$/TONNE
ÉCORCE	10
ARBRES ENTIERS COMMERCIAUX À L'USINE	10
SCIURES ET COPEAUX DE RABOTAGE	20
DÉCHETS D'EXPLOITATION, BORD DE ROUTE	30
DÉCHETS SUR PARTERRE DE COUPE	40
RÉCOLTE D'ARBRES ENTIERS NON COMMERCIAUX	40
PLANTATIONS ÉNERGÉTIQUES	50
RÉCOLTE D'ARBRES ENTIERS NON MARCHANDS	55
VALEUR DE LA BIOMASSE	55

Fig. 6 - OFFRE ET DEMANDE DE RÉSIDUS D'USINAGE DU BOIS

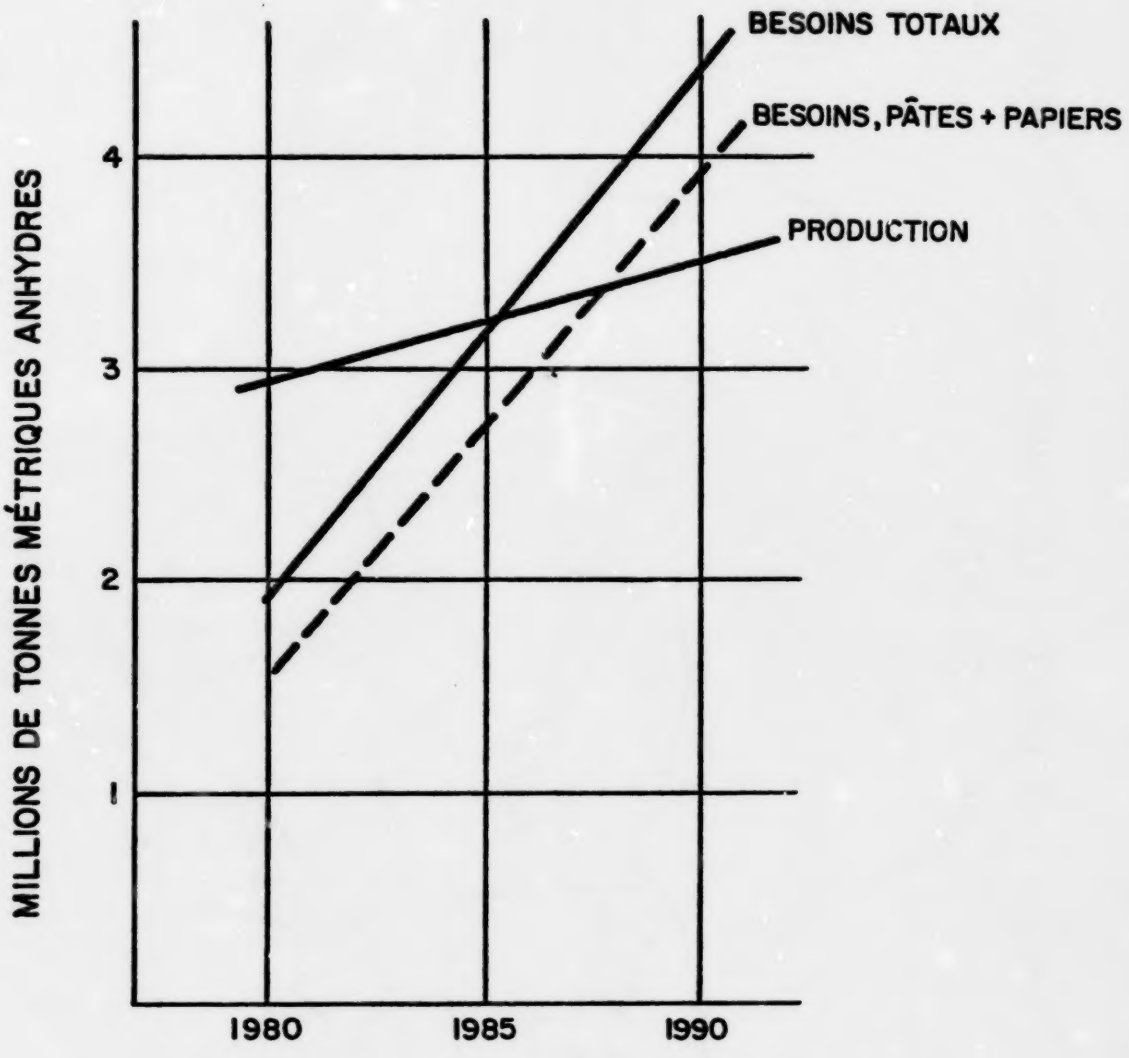


Fig. 7 - SITUATION RÉGIONALE DES RÉSIDUS D'USINAGE DU BOIS - 1985

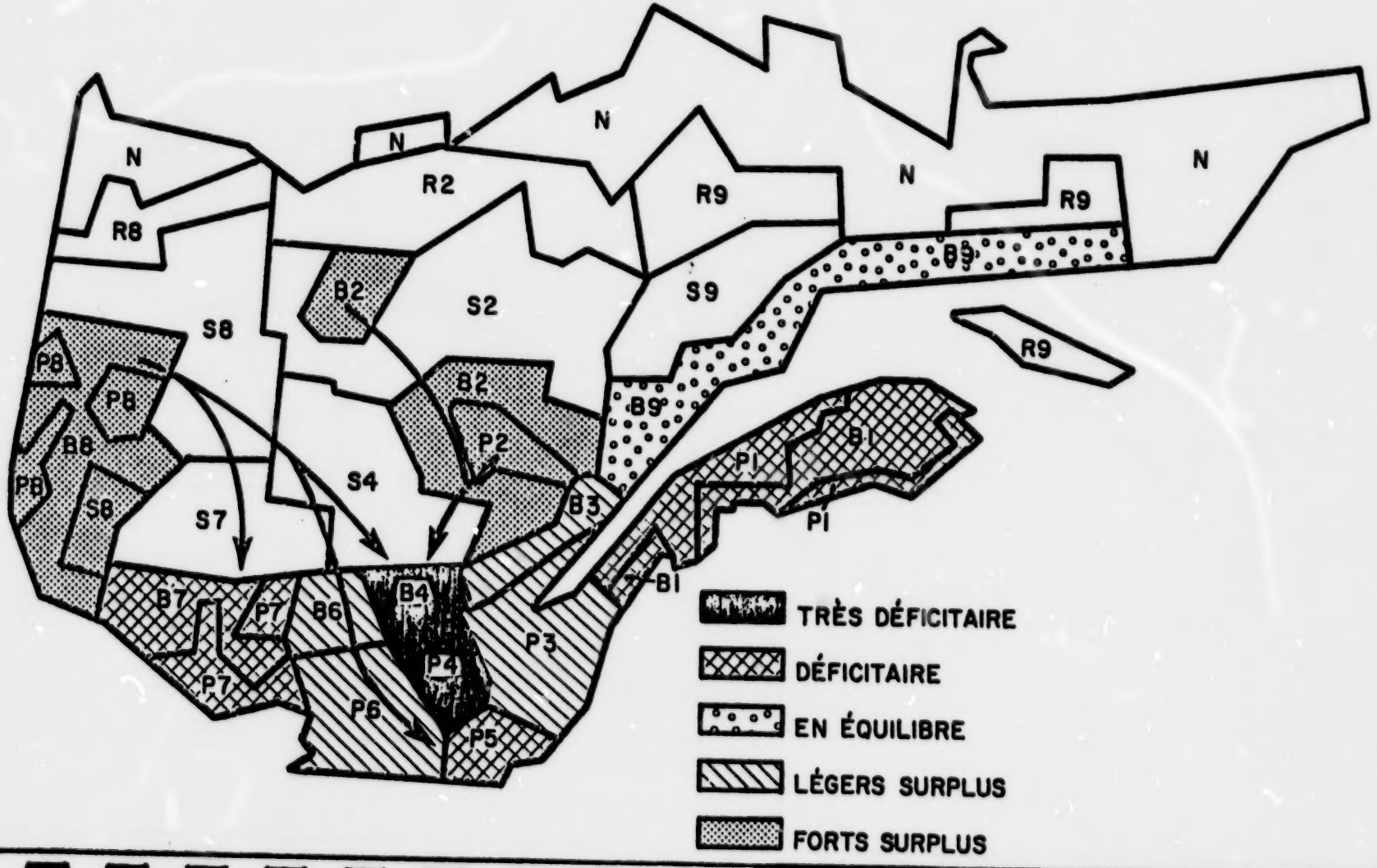


Fig. 8 - CONSOMMATION DE BIOMASSE FORESTIÈRE PAR SECTEUR INDUSTRIEL

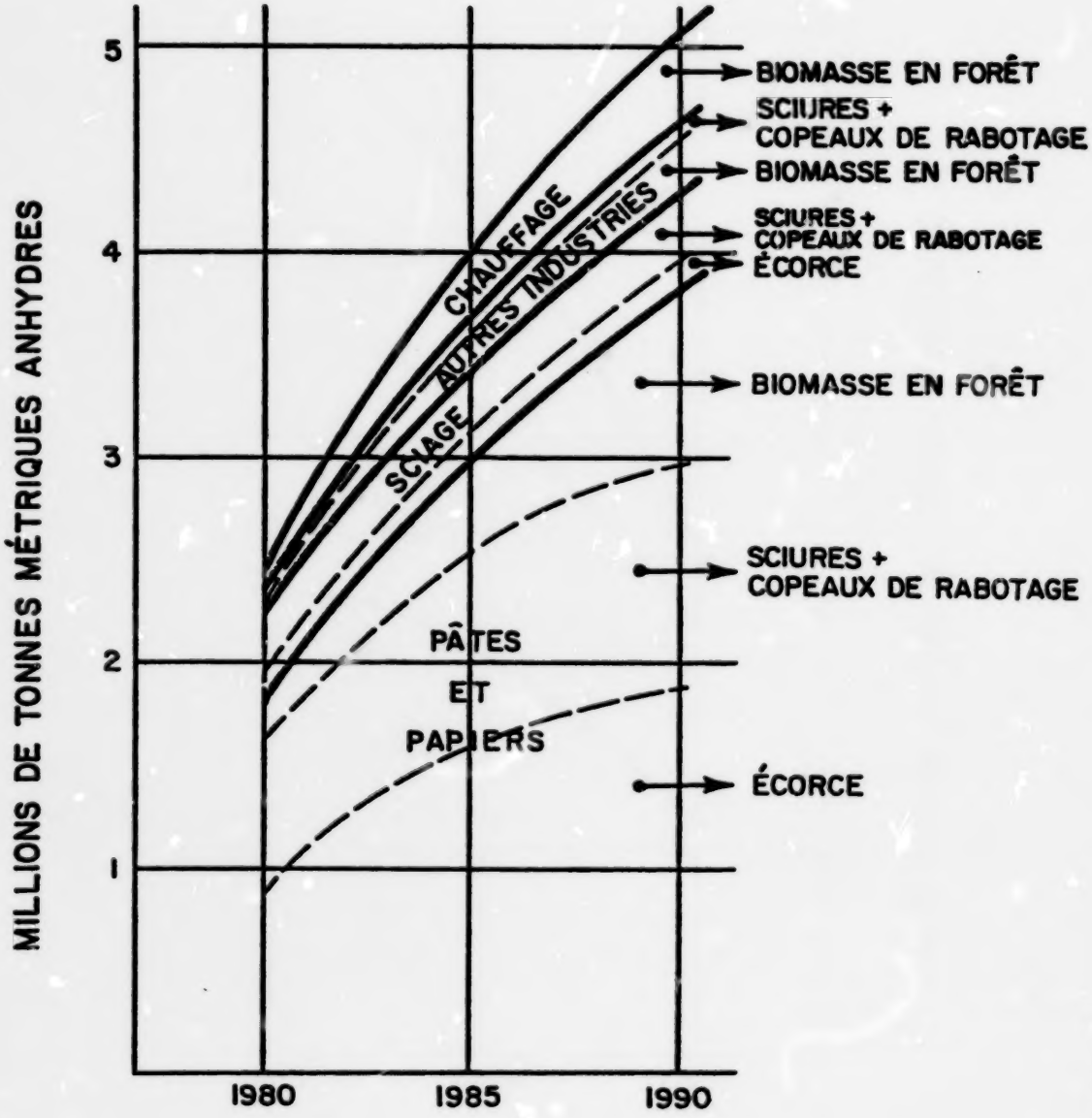


Fig. 9 - CONSOMMATION DE BIOMASSE FORESTIÈRE PAR CATÉGORIE DE PRODUIT

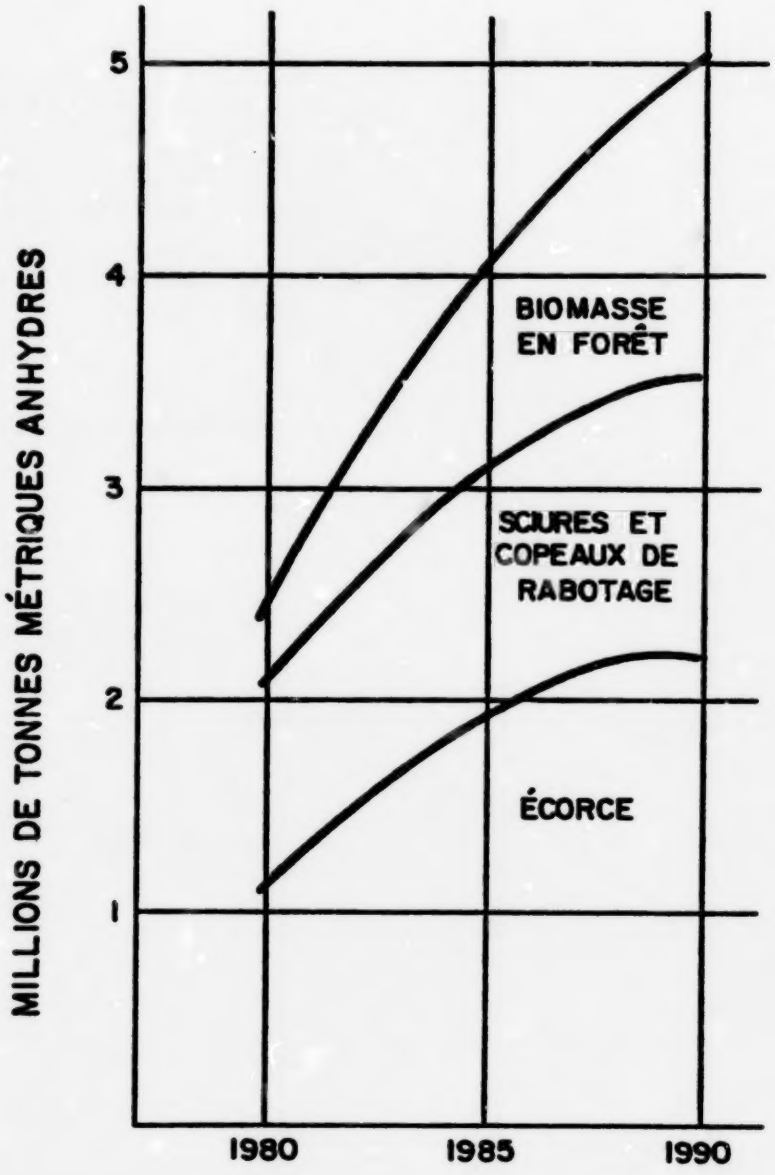


Fig. 10 - INTÉGRATION DE LA PRODUCTION DE BIOMASSE FORESTIÈRE À LA REMISE EN VALEUR DE PEUPLEMENTS DÉGRADÉS

1. TRAITEMENT: CONVERSION D'UN PEUPLEMENT FEUILLU EN PEUPLEMENT RÉSINEUX; RÉCOLTE DE LA BIOMASSE ET REBOISEMENT

2. RÉCOLTE: 50 TONNES MÉTRIQUES ANHYDRES À L'HECTARE, BIOMASSE AÉRIENNE SEULEMENT

3. VALEUR DE LA RÉCOLTE POUR FINS ÉNERGÉTIQUES:

50 TONNES X $ 53 / TONNE = $ 2,650 /HA

4. COÛT D'EXPLOITATION ET DE REBOISEMENT:

	$ / HA
- ABATTAGE, DÉBARDAGE, DÉCHIQUETAGE: 50 T. X $ 25 /T.	1,250
- TRANSPORT, 50 KM: 50 T. X $ 10/T.	500
- COÛT DE PRODUCTION DES PLANTS RÉSINEUX	300
- COÛT DU REBOISEMENT	600
TOTAL	2,650

5. COÛT DU TRAITEMENT — 0

6. MONTANT DES SUBSIDES ACTUELS DU MER-QUÉBEC (GAINS) — $ 1,300

7. FINANCEMENT DE LA RÉCOLTE:

- INDUSTRIE	$ 30/TONNE
- GOUVERNEMENT (TRANSFERT À L'INDUSTRIE QUÉBÉCOISE DU BOIS DES SUBSIDES ACCORDÉS À L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE)	23/TONNE
	$ 53/TONNE

18. Evaluation du potentiel énergétique de la biomasse au Québec et scénarios d'exploitation

Conférencier: André Chamberland, PhD
Chargé d'équipe
Institut de recherche de l'Hydro-Québec
Energie de la biomasse

INTRODUCTION

L'intégration de la tourbe et de la biomasse en général aux modes actuels et futurs de production d'énergie ne peut se faire directement sauf dans le cas de la combustion; ce dernier mode présente cependant un intérêt limité puisqu'il n'est applicable que dans des cas particuliers.

Ce qu'il faut chercher, c'est donc une et même plusieurs façons de concentrer ou de convertir cette biomasse en carburants plus ou moins universels. Ces carburants peuvent être des gaz riches, des alcools ou des hydrocarbures. Les voies de conversion en carburant offertes sont multiples. Celles-ci peuvent se classifier en deux grandes catégories, celles relevant de la biotechnologie et celles relevant de la thermochimie. Il semble à court terme que la thermoconversion connaîtra plus de succès à cause de son efficacité relative à la biotechnologie. On ne peut cependant pas affirmer qu'il en sera toujours ainsi; cela dépend des développements technologiques futurs.

Au cours de cet exposé, nous considérerons la conversion en méthanol de la biomasse. Mais avant d'attaquer ce sujet, il est normal d'évaluer d'abord le potentiel énergétique du territoire cible.

1 - POTENTIEL ENERGETIQUE DE LA TOURBE AU QUEBEC

1.1 - Analyse cartographique

L'évaluation du potentiel énergétique dans la tourbe pour un territoire aussi vaste que le Québec, requiert d'abord un étude d'inventaire détaillée.

Il y a quelques années, on ne disposait que de l'analyse détaillée de régions particulières telles que celles du Lac St-Jean et que de vagues évaluations pour le reste du territoire. Ces évaluations étaient faites surtout en fonction de la production de tourbe horticole. Conscient de ce problème, Hydro-Québec a fait faire une étude d'inventaire plus générale pour la partie du Québec au Sud du 51ième parallèle.

Cette analyse a été faite par une étude minutieuse des cartes et photographies infrarouges aériennes du territoire. L'Ontario a d'ailleurs procédé au même type d'analyse en 1981. Suite à la première analyse, Hydro-Québec en a fait faire une plus détaillée sur le territoire du Lac St-Jean. Les relevés ont été faits par des prélèvements sur le terrain même, afin de déterminer avec précision l'étendue des tourbières ainsi que leur teneur en tourbe combustible.

Au cours des études cartographiques, il a été établi que le Québec renferme 8,453 kilomètres carrés de tourbières ayant au moins 100 ha chacune et que l'Ontario en renferme 99,000 kilomètres carrés incluant le territoire de la Baie James qui en compte 57,600 kilomètres carrés. A lui seul, selon une évaluation macroscopique, le Canada renfermerait environ 500,000 kilomètres carrés de tourbières.

1.2 - Choix des hypothèses de calcul

Pour convertir les surfaces de tourbières en poids de tourbe, on doit nécessairement poser certaines hypothèses quant à la profondeur moyenne, la densité de la tourbe et le pourcentage respectif de tourbe fibrique et décomposée. Le choix de ces hypothèses doit être clairement énoncé si on veut être en mesure de comparer les évaluations faites pour un territoire à celles d'un autre. Le rapport d'évaluation de la ressource ontarienne choisit comme base de calcul les hypothèse suivantes:

Densité de la tourbe fibreuse: 210 kg/m3 (à 50% d'eau)
Densité de la tourbe humique: 270 kg/m3 (à 50% d'eau)

Profondeur moyenne des tourbières:
Région de la Baie James 0.8 m
Région du Bouclier Ouest 1.3 à 2.1 m
Région du Bouclier Est 2.3 m
Région des terres basses du Sud 2.7 m
Proportion de tourbe humifiée par rapport à la profondeur = 0.6

La moyenne de ces hypothèses excluant le territoire de la Baie James pourrait se résumer comme suit:
Profondeur moyenne: 2.23 m
Densité moyenne = (0.4 x 210 kg/m3 + 0.6 x 270 kg/m3) = 245 kg/m3

L'étude effectuée par le groupe Sylvico pour Hydro-Québec a déterminé que les tourbières du Lac St-Jean avaient:
Profondeur moyenne: 1.1 m
Volume de tourbe humique = 56.4%
Surface exploitable pour trois tourbières de la même région = 6,500 ha

Pour le calcul du potentiel, Sylvico a choisi:
Densité de la tourbe humique: 150 kg/m3
Densité de la tourbe fibrique: 75 kg/m3
ce qui équivaut à une densité moyenne de (56.4 x 150 kg/m3 + 0.436 x 75 kg/m3)
= 117 kg/m3

Au cours d'une étude précédente du potentiel énergétique de la tourbe, notre groupe avait retenu les hypothèses suivantes pour l'ensemble du Québec:
Profondeur moyenne: 1.7 m
Densité moyenne = 188 kg/m3 (50%)

D'autres études pour d'autres régions choisissent évidemment d'autres bases de calcul. Pour le Québec et l'Ontario, on constate cependant que les hypothèses de calcul diffèrent de façon surprenante et que celles-ci ne sont pas facilement conciliables.

1.3 - Calcul du potentiel

Sans aucune tentative de conciliation, pour les fins de la présente, nous avons préparé le tableau 1 où nous comparons le potentiel du Canada, de l'Ontario et du Québec, en s'appuyant sur deux bases de calcul qui nous semblent tout aussi acceptables les uns que les autres pour le moment.

1.4 - Discussion de l'écart des résultats

Ce premier tableau montre que le choix des hypothèses de calcul peut conduire à des écarts de l'ordre de 60% dans l'évaluation du potentiel. Malgré cette distorsion apparente, on peut au moins affirmer que le Canada est très riche en tourbe et que l'Ontario renferme plus de tourbes exploitables que le Québec. Cette conclusion confirme la distribution macroscopique suggérée par Tibbets et illustrée à la figure suivante.

Il est à noter que selon cette figure, une grande partie de la tourbe canadienne se retrouverait dans la région du pergélisol (permafrost).

2 - POTENTIEL ENERGETIQUE DE L'ORGANOMASSE DU QUEBEC

2.1 - Forêt québécoise et résidus

La distorsion apparente dans l'évaluation de la ressource mise en évidence pour la tourbe se retrouve aussi très fréquemment entre deux auteurs qui tentent d'évaluer la disponibilité du bois au Québec pour la production d'énergie.

Afin d'éviter de contredire le conférencier qui m'a précédé, je me contenterai d'indiquer qu'au Québec quelques millions de tonnes de résidus forestiers et de résidus de transformation sont disponibles à chaque année pour une utilisation énergétique. D'autre part, une partie importante de la forêt québécoise est dégradée et le seul débouché actuel pour ce bois serait sa conversion énergétique. Pour les fins de calcul ultérieur, on peut raisonnablement poser qu'une usine moderne de méthanol pourrait convertir environ 2 tonnes de bois sec en une tonne de méthanol.

2.2 - Sylviculture intensive

Plusieurs groupes de recherche canadiens s'intéressent activement à la sylviculture intensive. Selon les données disponibles dans la littérature, il semble qu'au Québec on pourrait retirer d'une telle exploitation de 12 à 16 T/ha an. Ce qui nous permet de supposer que de telles plantations sur les 8,450 kilomètres carrés de tourbières du Québec après leur exploitation complète permettrait de produire environ 12 x 10(6) T de bois ou 6 x 10(6) T de méthanol par an.

Selon ces mêmes chiffres lorsque ce sera rentable, si on décidait d'alimenter une usine de méthanol de 500 T/J uniquement à partir de forêts cultivées circulaires, il suffirait d'un parterre de coupe en continu de 1.56 x 10(3) kilomètres carrés de surface; cela équivaut à exploiter annuellement le sixième d'une forêt circulaire dont le rayon ne serait que de 22.3 km.

2.3 - Résidus agricoles et d'élevage

Tel que mentionné précédemment, nous croyons que la thermoconversion de l'organomasse a de meilleures chances de réussite à court terme. D'autre part, il apparaît que l'organomasse dont la teneur en eau est supérieure à 50% présente de sérieux inconvénients vis à vis des procédés de thermoconversion, car le bilan énergétique de telles conversions serait nul ou négatif. Ce type de résidus se prête particulièrement bien aux procédés biotechnologiques.

Au cours d'une étude précédente, nous avons cherché quels résidus de ferme se prêteraient avantageusement à la thermoconversion. A priori quelques résidus tels que la paille, la rafle de mais et autres relativements secs se qualifiaient comme combustibles; mais lors d'évaluations subséquentes, seul la rafle de mais s'est avérée rentable à convertir car les autres résidus, dans l'ouest canadien par exemple, coûtaient plus chers à ramasser que leur valeur monétaire comme combustible.

La rafle de mais représente environ 70,000 T/an de biomasse sèche, ce qui n'est pas une source importante d'énrgie pour le Québec. Cependant à cause de l'utilisation possible de ces résidus sur le site de production pour le séchage et le chauffage de serre la thermoconversion de ceux-ci peut s'avérer rentable et fort utile.

2.4 - Résidus urbains et particuliers

Lors d'études précédentes auxquelles l'IREQ a aussi participé, nous avons constaté que les résidus urbains du Québec atteignaient une production de l'ordre de 6 x 10(6) T/an. Nous avons aussi appris que parmi les nombreux résidus homogènes, les pneus étaient susceptibles d'être une source de combustible à la fois intéressante et problématique.

Nos travaux antérieurs nous ont appris que l'incinération des résidus urbains en chaudière est encore pour le moment le meilleur mode de conversion énergétique. D'autre part les procédés de gazéification et de pyrolyse seraient les mieux adaptés pour le recyclage énergétique des rebuts de pneus et autres résidus homogènes.

3 - CONVERSION DE L'ORGANOMASSE EN METHANOL

3.1 - Potentiel de conversion annuel

Au tableau suivant où figurent les divers biocombustibles qui pourraient être convertis en énergie, nous avons établi l'équivalence annuelle en TEP, et en tonnes de méthanol.

On ne peut s'attendre avec les biocombustibles à substituer toutes les sources d'énergie mais ce tableau nous indique par exemple que la conversion d'une partie de cette biomasse pourrait remplacer une partie importante du pétrole pour le transport. Conscient de ce potentiel, le Québec a résolu de s'engager dans la voie de la conversion en méthanol.

3.2 - Usine de démonstration de Biosyn

Dernièrement Biosyn annonçait officiellement l'entreprise du projet de démonstration d'usine de méthanol à partir de résidus de bois. La première étape de cette démonstration consiste à adapter le gazogène d'Omnifuel, pour la production de gaz de synthèse. Le réacteur alimenté en copeaux de bois et en oxygène pur fonctionnera à 17 atm. Il aura une capacité horaire de 10 tonnes de bois sec. Pour cette réalisation Biosyn est assisté de firmes de consultants, d'un comité technique d'experts et de L'IREQ pour l'aspect R & D.

Le schéma complet de l'usine projetée est présenté à la figure suivante. Pour la première partie du projet, l'usine comprendra le système d'alimentation et de préparation du bois, le gazogène pressurisé et les premiers éléments d'épuration des gaz. Il est prévu que cette première étape de démonstration durera trois ans.

4 - DISCUSSION

Les nombreux projets de R & D réalisés au Québec dans le domaine de la conversion énergétique de la biomasse et le projet méthanol démontrent clairement l'intérêt que l'on porte à cette ressource importante d'énergie. Ce qu'il faut souhaiter c'est que la baisse temporaire du prix du pétrole que nous connaissons ne réussira pas à décourager la poursuite de ces projets ni l'entreprise d'autres tout aussi importants pour la satisfaction future de nos besoins en énergie ou en hydrocarbures pour la fabrication de biens durables.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

A. Chamberland et M. Laurin, "Usine pilote de production de méthanol à partir de la biomasse", l'Ingénieur, Sept.-Oct. 81.

M. Laurin and A. Chamberland, "Gaseification of Agricultural residues for energy production", Energy Sources Vol.-5, no. 4, p. 361 (1981).

T.E. Tibbetts, "Peat - A Major Canadian Resource", Symposium on Peat - Thunder Bay, Oct. 81.

Sylvico, "Etude des tourbières du Lac St-Jean 1980", Rapp. présenté à H.Q., 1980.

A. Chamberland, "Pyrolysis in North America", APWA - Reporter, Feb. 75.

C.H. Leigh et J.P. Poulin, "Construction et essais d'un gazogène à sels fondus alimenté en pneus rebuts", Rapport IREQ no. 2435, Oct. 81.

Liste des acétates

1 - Intégration de la biomasse

2 - Hypothèses de calcul

3 - Potentiel de la tourbe

4 - Figure de Tibbets

5 - Potentiel énergétique de l'organomasse

6 - Schéma de l'usine de méthanol de Biosyn.

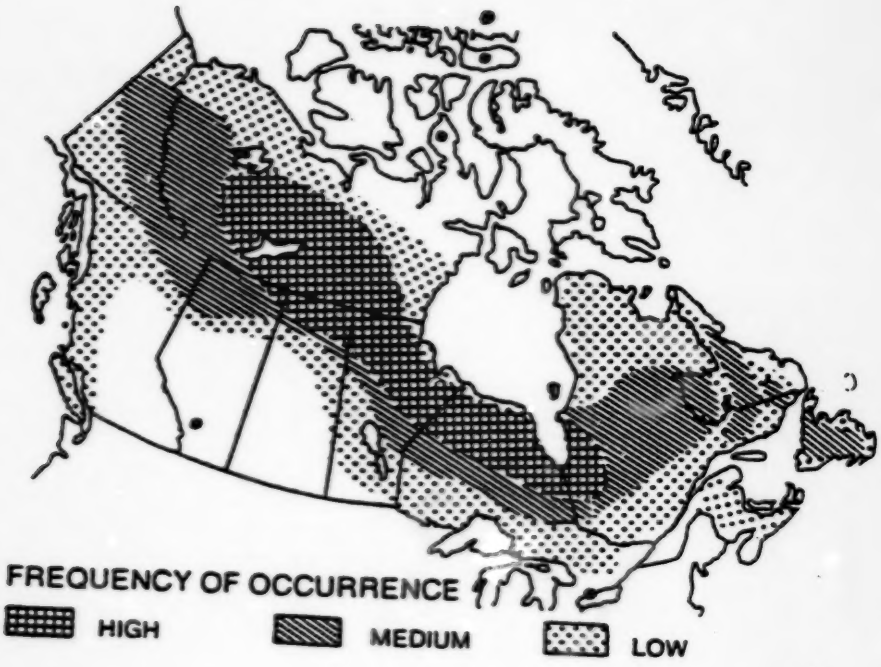


Figure 2: Distribution of peatland in Canada.

Réf: Peat Symposium, Thunder Bay, Ontario, October 81,
T.E. Tibbets

TABLEAU 1

HYPOTHESES DE CALCUL DU POTENTIEL

Etude pour le territoire de l'Ontario

Densité de la tourbe fibreuse: 210 kg/m^3 (50% d'eau)

Densité de la tourbe humique: 270 kg/m^3 (50% d'eau)

Profondeur moyenne: Région de Baie James: 0.8 m

Région du Bouclier Ouest: 1.3 à 2.1 m

Région du Bouclier Est: 2.3 m

Région Terres Basses du Sud: 2.7 m

Proportion de tourbe humifiée sur toute l'épaisseur: 60%

Moyenne des hypothèses (excluant le territoire de la Baie James:

Profondeur: 2.23 m

Densité moyenne: (0.4 x 210 kg/m^3 + 0.6 x 270 kg/m^3) = 245 km^3

Etude Sylvico Lac St-Jean

Densité de tourbe fibreuse: 75 kg/m^3

Densité de tourbe humique: 150 kg/m^3

Profondeur moyenne mesurée: 1.1 m^3

Proportion de tourbe humique mesurée: 56.4%

Densité moyenne équivalente: 117 kg/m^3

Etude IREQ précédente

Profondeur moyenne: 1.7 m pour le Québec

Densité moyenne équivalente: 188 kg/m^3 (50%)

TABLEAU II

POTENTIEL ENERGETIQUE DE LA TOURBE EN FONCTION DE DIVERSES HYPOTHESES DE CALCUL

REGION	HYPOTHESES DE CALCUL				
	Profondeur moyenne m	% de tourbe humifiée	Densité moyenne kg/m^3	Surface km^2	T de tourbe (à 50%) X 10^{10}
Canada	2.3	60	245	500,000	28.1
Québec	2.3	60	245	8,453	0.476
Ontario (excluant Baie James	2.3	60	245	41,400	2.3
Canada	1.7	-	188	500,000	15.9
Québec	1.1	-	188	8,453	.27
Ontario	11	-	188	41,400	1.3

TABLEAU III

POTENTIEL ENERGETIQUE BRUT ET ANNUEL DE L'ORGANOMASSE

COMBUSTIBLE	POTENTIEL BASE SECHE			EQUIVALENCE ANNUELLE		
	Région	Brut 10^6T	Annuel T	TEP(C)	T de méthanol	ℓ de méthanol
Tourbe (a)	Canada	14×10^4	3.5×10^9	1.75×10^6	1.8×10^9	
	Québec (A)	2.3×10^3	59×10^6	3.0×10^4	30×10^6	3.8×10^{10}
	Ontario	11.5×10^3	288×10^6	14.4×10^4	-	-
Forêt dégradée ( )	Québec (B)	180	6×10^6	2.8×10^3	3×10^6	
Résidus de bois en forêt et de transformation	Québec (C)	-	7×10^6	3.3×10^3	3.5×10^6	4.3×10^9
Sylviculture	8450 km^2	-	12×10^6	5.6×10^3	6×10^6	7.5×10^9
Sylviculture	1560 km^2 (b)	-	$.365\times10^6$	1.7×10^2	$.18\times10^6$	
Résidus de maïs	Québec	-	7×10^4	-		
Résidus de pneus	Québec	-	25×10^3	-		
Résidus urbains	Québec		6×10^6	1.8×10^3		
TOTAL DE A+B+C	Québec		-	3.6×10^4	36.5×10^6	4.5×10^{10}

a) Hypothèse optimiste et exploitation de 1/40 par an
b) Une forêt circulaire dont le rayon serait de 22.3 km
c) 1TEP = 42 GJ
d) Transport routier 1978 = $8.8\times10^9\ell$ ou 7.5×10^3 TEP d'essence

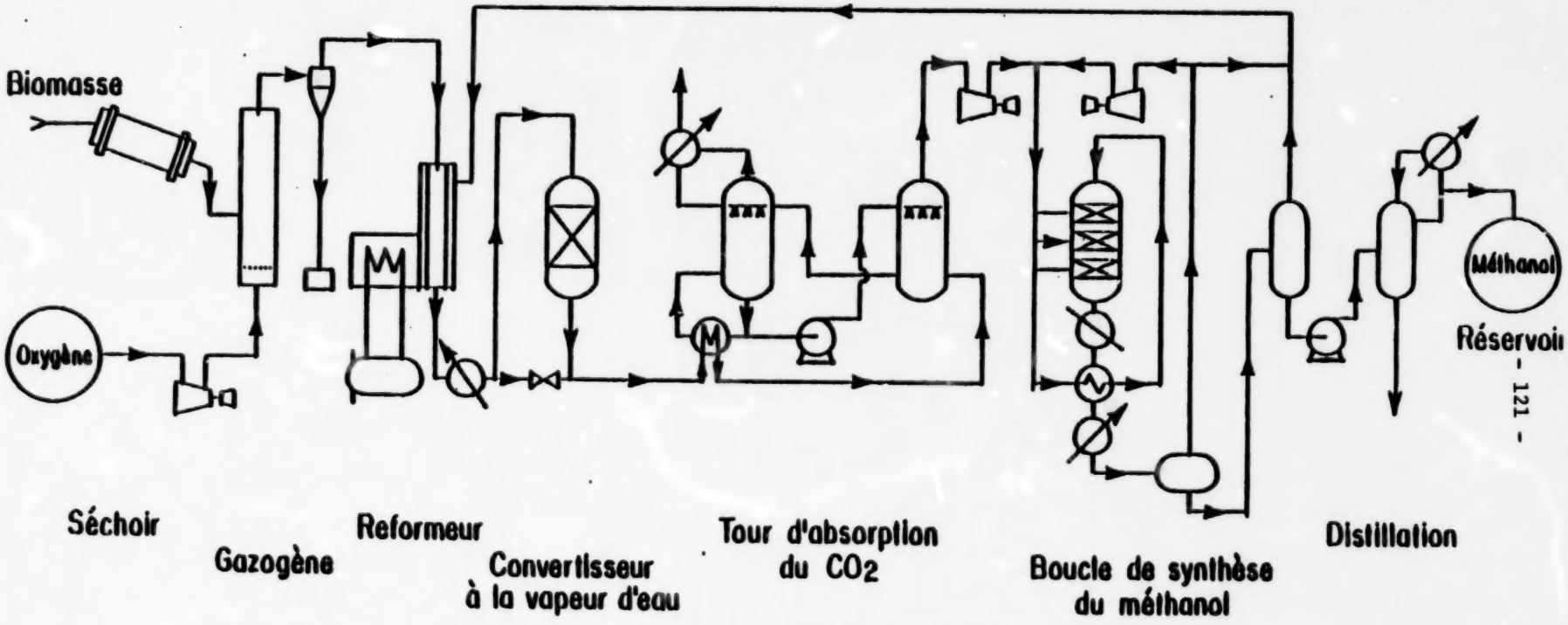


Figure 1 – Schéma du procédé

Quatrieme Session/Session Four

Chairman: Stelios Pneumaticos
Chief, Renewable Energy Programs, EMR
Ottawa, Ontario

---

19. Impacts environnementaux de l'utilisation de la biomasse forestière

Conferencier: Gilles Frisque, Ing. f., PhD
Environnement Canada
Service Canadien des Forêts

Le recours accru à la biomasse forestière pour la production d'énergie a déjà, et aura probablement encore dans l'avenir, un impact certain sur l'environnement. Il est en effet évident que l'abondance de la forêt au Québec, et l'importance de l'infrastructure industrielle qui s'y rattache, font de la biomasse forestière une des nouvelles sources énergétiques la plus susceptible d'être utilisée. Cette utilisation plus importante risque donc d'avoir de nombreux effets, non seulement sur l'environnement mais sur la ressource elle-même. Ces impacts sont de natures diverses et peuvent parfois être difficiles à cerner. Les impacts d'une utilisation massive de la biomasse forestière pour la production d'énergie sont, à la fois, positifs et négatifs, se manifestent à court ou a long terme, agissent de façon directe ou indirecte, peuvent être corrigés si nécessaire ou sont, dans certains cas et à toutes fins pratiques, inévitables. Enfin, et ceci est le point le plus important, les impacts peuvent affecter la productivité de l'opération et du processus biologique, même si les effets n'en sont pas décelables immédiatement.

Il est difficile d'aborder en quelques lignes toutes les facettes des effets de l'utilisation de la biomasse sur l'environnement. Des livres entiers ont été écrits sur le sujet. L'emphase sera donc mise sur les impacts probables que l'utilisation et donc la récolte de la biomase forestière peuvent avoir sur l'environnement forestier et, plus précisément, sur la forêt. En effet, ce type d'impact en forêt est parfois plus insidieux que les impacts engendrés lors de la conversion de la biomasse, qui sont visibles ou, à tout le moins, analysables. De plus, les impacts en forêt sont difficiles à corriger et agissent à court ou à long terme, de façon directe et indirecte.

Des études ont démontré que le premier type de biomasse forestière susceptible d'être utilisée par l'industrie forestière pour la production d'énergie consistait en sous-produits de la transformation (écorce, sciure, planures). Dans une telle situation, l'impact général de l'utilisation de la biomasse est nul en forêt. D'une façon générale, le bilan est même plutôt positif, puisqu'on évite de devoir se débarrasser, sans recyclage, de matières considérées comme déchets.

La seconde éventualité implique la récolte, la plus complète possible, de la biomasse forestière à des fins traditionnelles (sciage, pâte et papier) et énergétiques. Ceci signifie un prélèvement beaucoup plus intense du capital biologique d'un milieu donné, dans le cas présent: la forêt. Ce prélèvement ou récolte peut affecter la productivité du système à long terme. Plusieurs études importantes sont actuellement en cours, dans le cadre du programme ENFOR du Service Canadien des Forêts, et s'adressent à ce problème. Ces études visent à identifier les effets de la récolte de la biomasse forestière, à des fins énergétiques, sur l'environnement et la productivité des écosystèmes forestiers.

Une première étude a conduit au développement d'un modèle de simulation, appelé FORCYTE. Ce modèle, conçu par Kimmins, est déjà utilisé dans l'Ouest et est actuellement en cours de validation et de calibrage dans la forêt boréale de l'Est du Canada. Il permet d'évaluer, entre autres choses, le prélèvement du capital nutritif d'un site donné en fonction du niveau et de la fréquence de la récolte et des interventions sylvicoles éventuelles. C'est ainsi que l'utilisation de FORCYTE permettra à l'aménagiste forestier de déterminer la période minimale de rotation, c'est-à-dire le nombre d'années entre chaque récolte, qu'il faut respecter afin de ne pas épuiser les réserves nutritives du sol. Si cette période est trop longue pour les besoins calculés, le modèle peut évaluer l'effet de mesures compensatoires telles que la fertilisation ou la récolte d'une partie seulement de l'arbre. Il est évident, par exemple, que l'exploitation de peuplements feuillus, à courte rotation, effectuée seulement durant la période hivernale, lorsque les arbres n'ont pas de feuilles, ne diminuera pas beaucoup la quantité de biomasse récoltée mais amoindrira par contre nettement l'épuisement des réserves nutritives du sol; la majorité des éléments nutritifs présents dans un arbre étant emmagasinés précisément dans les feuilles.

Une autre étude est actuellement en cours, toujours dans le cadre du programme de recherche et de développement sur la biomasse forestière "ENFOR", et se déroule au Québec. On y effectue le suivi (monitoring) d'une coupe pratiquement totale. Les différents impacts de ce mode de récolte sur la faune, la flore, le sol, l'eau et la régénération forestière, en un mot sur l'environnement, sont mesurés et analysés en détail. Un modèle d'impacts, préalablement développé, identifie l'érosion comme étant le facteur-clé conduisant à de nombreux impacts indirects. L'érosion serait donc l'élément à contrôler en priorité si de nombreux impacts négatifs apparaissaient suite à la récolte de la biomasse forestière.

D'autres recherches, effectuées dans le nord-ouest américain, sont également fort intéressantes. On a, ainsi, comparé la coupe avec l'enlèvement de tous les déchets de coupe et la coupe avec déchiquetage de tous les déchets sur place et épandage consécutif des copeaux de déchets sur le territoire exploité. Cette dernière méthode a souvent été considérée comme une solution pour éviter l'appauvrissement trop rapide du sol. Les auteurs de l'étude constatent, dix années après l'intervention initiale, que l'épandage des déchets sous forme de copeaux, même s'il est bon au point de vue du capital nutritif du sol, a de nombreux inconvénients. Il ralentit l'établissement de la régénération, crée des microsites hostiles à la régénération et à la faune, mais par contre, améliore la minéralisation et la fixation de l'azote sous forme de nitrates. Or, l'azote assimilable est l'élément le plus déficitaire en forêt. Cette étude indique également que l'utilisation de toute la biomasse forestière augmente fortement les taux de phénols, en provenance de l'écorce et du feuillage, dans l'eau.

Cependant, le principal impact sur l'environnement relié à la récolte de la biomasse forestière reste, sans aucun doute, la dénudation de grandes superficies de forêt. Il faut donc s'assurer, et ceci est indispensable, que ces superficies soient convenablement régénérées. Il est bon de préciser que ce problème de régénération n'est pas spécifique à la récolte de la biomasse forestière, mais que cette dernière pourra, dans certains cas, amplifier les problèmes de régénération que l'on connaît déjà. D'autre part, cependant, l'absence de déchets de coupe constitue un avantage évident si des travaux de reboisement doivent être effectués. Il est aussi intéressant de noter que, lors d'une enquête menée auprès de groupes de pression environnementaux, une coupe où les déchets d'exploitation ont été enlevés a paru beaucoup plus acceptable que toute autre forme d'intervention.

Cette "acceptabilité" de la méthode de récolte de la forêt, ou de la biomasse forestière, auprès de la population, est un facteur important dont il faudra tenir compte à l'avenir.

La troisième source de biomasse forestière consiste en "plantations énergétiques". On donne ce nom à des plantations d'essences à croissance très rapide, comme les peupliers, les saules ou les aulnes, qui sont récoltées à très courtes rotations (3 à 10 ans) et qui ont pour principale raison d'être la production de biomasse forestière à des fins énergétiques. Comme le recours à cette source de biomasse ne se réalisera probablement pas avant une dizaine d'années, les impacts éventuels de cette forme de culture sont actuellement peu étudiés. Il faut cependant souligner le caractère très intensif de ce type de production forestière et les similitudes avec une production de type agricole. L'épuisement des réserves nutritives du sol est réel dans cette situation et l'apport d'engrais sera presque inévitable, ce qui entraînera non seulement des problèmes de coûts, mais exigera également un dosage minutieux autant en ce qui concerne les engrais que les herbicides qui devront être utilisés.

Bien que des problèmes complexes comme les diverses formes d'émanations engendrées lors de la conversion de la biomasse ou le problème de l'intégrité de la couche d'ozone atmosphérique n'aient pas été abordés, on peut conclure en disant que la récolte de la biomasse forestière ne devrait pas créer, en elle-même, de nouveaux problèmes sérieux en forêt, mais qu'il est par contre certain qu'elle amplifiera de façon parfois grave des problèmes déjà existants. Et le problème le plus évident est, sans aucun doute, celui de l'obtention d'une régénération forestière adéquate, non seulement en terme de biomasse forestière mais aussi en fonction des utilisation conventionnelles de la forêt. Après tout, le système actuel de récolte forestière par arbres entiers entraîne déjà la disparition des cîmes sur les parterres de coupe, avec les avantages et les inconvénients que cela comporte pour l'environnement. La principale différence entre ce type d'exploitation et la récolte de la biomasse forestière est que toutes les essences et toutes les dimensions sont utilisées dans le cas de la récolte de la biomasse. L'effet de choc sur l'écosystème forestier est donc beaucoup plus fort et les impacts négatifs que l'on observe déjà actuellement seront vraisemblablement amplifiés.

20. Implementing a Bioenergy Project -The Technical Considerations

Speaker: R.A. Gonçalves
Sandwell & Company

Most bioenergy projects originate from two (2) basic premises:

- The first is that a significant reduction in the operating costs of an energy plant or heating facility can be achieved when using biomass as an alternative source of fuel and,
- The second is that sufficient volumes of biomass would be available from sources within or outside the facility to displace the fossil fuels which would otherwise be consumed.

When the potential user identifies a possible application within his own operation, he would then begin to examine if these two premises are in fact true in his particular case. However, there are certain technical considerations which the user, along with suppliers and consultants he might need, should review at the very early stages of implementation of the project to verify the technical feasibility of such an undertaking.

With this in mind, I will now review some of the factors that the potential user would have to consider. Also, due to the diversity of systems available and possible applications, I will limit this discussion only to those factors which are generally considered with the direct combustion of biomass. Other more specific questions inherent with the actual system which the user may be evaluating would come to the surface during an actual project and through discussions with suppliers and consultants.

Fuel Characteristics, Equipment and Strategies

The advantages of using biomass as a fuel have already been reviewed here. They relate potentially lower costs in comparison to some conventional fuels and the fact that it is a replenishable or renewable source of energy. In addition numerous government publications have been issued to demonstrate the technical and economic feasibility of various projects and technologies.

The user should be cautioned however that the feasibility of this type of project is very much dependent on the type of operation, his location, quality of the fuel available and the level of treatment or preparation that the fuel would have to undergo prior to combustion. And in this sense, it is obvious that a system developed for a large industrial user consuming large volumes of biomass would be based on a very different set of criteria and approach as compared to the small residential or institutional user who may demand a superior quality fuel and yet cannot be involved in upgrading the fuel

himself. Therefore the user should understand the nature of the fuel itself and how it affects the operation of the combustion system or conversely how to select a combustion system that is more adaptable to the type of biomass fuel he will use.

The diversity of forms and sources of biomass is such that the heating values and physical properties are naturally inconsistent with one another. This is mainly due to variations in moisture content, densities, and ash content. Moisture contents can vary between 8% as is the case with densified wood pellets and shavings and 55% to 65% for green hogged fuel and wet bark. Bulk densities can also vary between 3 to 5 lbs/ft(3) for wood shavings and refuse derived fuels (RDF) and 35 lbs/ft(3) for wood pellets. Only a trace of sulphur can be found in most forms of biomass. On the other hand, the levels of ash can be very low as well as very high depending on the type of fuel used and its source. For example most forms of clean wood fiber will contain levels of ash ranging from 0.1% to 3% and 5% to 8% with whole tree chips, dry bark and woodyard debris and up to 12% to 25% for some types of peat, refuse derived fuels (RDF) and some pulpmill sludges. Therefore on a pound for pound basis biomass will have significantly lower heating values than conventional fossil fuels. The heating value of dry wood fiber can range between 8,000 to 9,000 BTU/lb bone dry; but at 50% moisture content (wet basis) it will range between 3,000 to 4,000 BTU/lb. In comparison, the heating values of most fuel grade oils will range between 18,000 and 19,000 BTU/lb and commercial coals will range between 9,000 and 14,000 BTU/lb.

This means that the volume of boilers and furnaces fired with biomass fuels are generally larger than oil or gas fired boilers for the same steam or heat output. This is due to the higher throughput volumes handled, lower heat release rates, higher excess air requirements and consequently larger volumes of combustion gases to be handled by the system.

The thermal efficiency of furnaces or boilers using biomass fuels will be significantly lower than those operating on oil or gas, depending on how the fuel is fired, its particle size and moisture content. Biomass boilers fired with wet fuels have to perform the dual purpose of a dryer, to drive off fuel moisture, as well as a combustion chamber. Based on the higher heating value of the fuel, a typical oil fired industrial boiler operating with an approximate thermal efficiency of 86% - 84% would operate at significantly lower efficiencies when fired with biomass fuels. For example:

- with very dry, pulverized wood fuel fired in suspension with a moisture content between 8% and 15%, the thermal efficiency would be in the range of 78% to 82%, and,
- down to 70% to 72% with grate fired, larger sized fuel at 30% to 35% moisture content
- with wet fuel at 50% moisture content and higher, the boiler efficiency may vary between 55% and 65%.

These figures include heat recovery equipment such as air heaters and economizers, and clearly demonstrates the relative value and impact the quality of the fuel will have on the project. The dryer and finer the fuel is, the closer the operating characteristics of biomass fired boilers will be to fossil fuel boilers.

In real life, however, a user may not have the luxury of choosing the quality of fuel that may be readily available to him. So if he is a medium to large industrial user, he may have to consider processing and upgrading the raw, wet fuel at his facility prior to burning. He may also consider selecting one of various types of dryers available and integrating it with the boiler operation, by modifying some of the boiler heat exchange surfaces of partially bypassing some of the air heater or economizer sections and using the hot combustion gases leaving the boiler at the desired temperature as a heat source for the dryer. With this approach the dryer along with a pulverizing unit can provide a quality of fuel capable of being fired in suspension at 10% to 15% moisture content. He may also elect to just use a dryer without a pulverizer and use the boiler flue gases leaving the boiler at normal temperatures to do as much drying of the fuel as possible. In this manner the fuel can be dried from 50% moisture down to 35% - 38% moisture, for grate firing. Whatever the case may be, the user should be aware of the fact that in retrofit situations the fossil fuel boiler will be derated in capacity when firing biomass fuels alone or in combination with fossil fuels.

Existing oil or gas fired boilers and furnaces are not easily converted to burn solid fuels particularly the wet, large particle size fuels that would have to be burned on a grate. In this case the user may have to dry and pulverize the fuel as already discussed, or consider biomass gasification or liquefaction technologies. Many industrial boilers in operation today that were originially designed to burn coal and later modified to burn oil or gas, can be altered to burn biomass without much loss of capacity since furnaces of the originally coal-fired units would be larger than that of oil-fired units for the same steam generating capacity due to the higher excess air requirements and higher moisture content in coal. Pulverized fuels can be fired directly into this type of boiler with suspension firing burners or nozzles designed to optimize the mixing of fuel and combustion air more efficiently and reduce excess air requirements. These burners can be adapted to burn a variation of pulverized fuels such as coal, and agricultural, industrial or municipal refuse. When using larger sized, wet fuels the retrofit may involve installing grates, special fuel feed bins, injection systems and fuel distributors. In addition the capacities of combustion air and flue gas fans would have to be increased, control systems modified and additional flue gas cleaning or scrubbing equipment installed. In the final analysis, the furnace must be designed for the worst possible conditions and the worst possible fuel expected to be used.

The user must also examine his operation carefully. Understanding his requirements in regards to steam pressures, temperature, seasonal load demands, rapidity of load changes and duration of peak load demands will eventually clarify some of the options available to him in respect to quality of fuel, possible retrofitting of existing facilities or perhaps the selection of a new boiler system. He should plan for the future, when selecting boiler temperatures and pressures and perhaps examine the capability of conversion to higher steam conditions for co-generation.

Biomass fueled boilers are usually limited in their capacity to operate at very low heating rates or to adjust quickly to load changes. This is particularly true with grate firing boilers using wet fuels. At low heating rates and fuels with a moisture content higher than 60% the possibility of a furnace black-out will occur which in itself is a potentially dangerous, explosion prone environment if the furnace is not equipped with an auxiliary

flame system. Grate fired boiler installations operating with fuels in the range of 30% to 40% moisture content have some load swing capability. However the direct fired or suspension fired units using very dry pulverized fuels can adjust more quickly to load swings and can be designed with turn down ratios of 10:1. If peak load demands are of relatively short duration, it will be much cheaper for the user to select a new biomass combustion unit sized only for the higher, annual average load and use fossil fuel, perhaps in an existing unit, to modulate the heat output during peak load conditions. In some cases, a steam accumulator is used to shave off sudden peak loads and swings. Therefore, the amount of flexibility designed into the system should depend on his operation and how quickly load demands are likely to change. He should assess the costs involved with more than one viable alternative and compare these with the costs related to his present operation.

There are various types of biomass combustion systems available. Each, perhaps offered by two of three different suppliers, and designed with specific applications and types of fuel in mind. The user should familiarize himself with these technologies and the specific conditions and limitations inherent with each type of system. All this information is available from suppliers and consultants or through publications issued by various government agencies.

He should also determine what his operating philosopy will be and what his system requirements are insofar as controls and instrumentation is concerned. The system could range from the very simple hands-on type of manual adjustment and control to the more sophisticated and automated type of system using micro-processors and decision-making computerized programming. Also, he will have to determine his requirements for flue gas cleaning equipment (to reduce dust emission below regulated levels) soot blowing, and ash removal and disposal facilities. He should be aware of the fact that it will be more difficult to control furnace gas velocities and excess air on boilers operating with wetter fuel. Too little air will cause incomplete combustion and create smoke and too much air will increase the volumes of fly ash or unburned carbon particles discharged into the atmosphere and heat loss. The volumes of bottom or furnace ash will vary depending on the cleanliness of the fuel used. So the user should not underestimate the need to provide proper facilities to collect, convey and dispose of ash and locating a government approved ash disposal site. He must estimate the quantities of material involved. The system may consist of a simple box which could be moved and emptied manually or it may require a very elaborate conveying system. In either case ash is a very abrasive, dusty and difficult material to handle.

Insofar as the fuel processing facilities are concerned, biomass will be handled and processed in much the same manner as large coal handling facilities. Volumes will be greater and processing requirements, quality control and supply logistics will be more demanding. Biomass handling and processing facilities can be very capital cost intensive. From experience, on installations where some processing and conditioning of the fuel is required on site, the capital or installed cost of these facilities can go as high as 60% or more of the total project cost, depending on whether or not a new boiler is required. This is particularly true of the larger industrial installations. Space requirements alone, for raw material storage, receiving and unloading facilities, may be fairly large, and governed by the length of time during the year that the supply of fuel will be interrupted. Such things as seasonal or cyclic harvesting patterns, climatic conditions, delivery

patterns, and operating schedule of the energy plant are some of the factors affecting the size of these facilities. Final particle size, moisture content and level of contaminants in the fuel such as rocks, dirt and metals will determine if additional fuel upgrading facilities such as screening, shredding, classification, and drying will also be required.

If the raw material or fuel is delivered from various sources, the user may elect to provide the means of mixing the various flows into a homogeneous mixture at the main storage pile or he may decide to by-pass the high quality fuel which may already be fairly clean and dry and of the right size, to feed directly to the combustion system. Fairly fine and dry biomass stored in an open pile will pick up a fair amount of moisture when exposed to rain and snow. So, the smaller user may consider enclosing the main storage pile. Whatever the case, an enclosed storage with an automated extraction system is always recommended just ahead of the furnace or boiler feeding systems, to store the prepared fuel or the final product. The size of this storage is also governed by the size of the facility, fuel supply and whether or not it is the main or only storage at the site. It may vary from a few hours to a few days or weeks.

Fire and explosion suppression equipment and other preventive measures should be employed when handling very fine and dry combustible material. Particular attention has to be paid to potentially dangerous areas such as shredding equipment, drying facilities and ducting as well as storage silos and bins.

Other environment related problems affecting fugitive dust, noise and air or water quality will also have to be addressed. Such things as the height and location of open storage piles in relation to prevailing winds and distance from public roads, communities, rivers or lakes, as well as truck traffic through certain communities will all have an impact on project requirements and costs.

In short, where processing or upgrading of the fuel is required at the user's site, the equipment can be elaborate and costly. The success of this type of project is not only governed by properly specified and designed equipment but equally dependent on the implementation of an adequate maintenance program and on operator skill and dedication.

However, the complexity and costs related with this type of approach for the larger industrial user, should not apply for the smaller user. First because the amounts of biomass consumed are relatively small and the economics and logistics of handling and processing the fuel in this type of facility are just not viable. At this level, user habits, attitudes and comfort are all very important elements governing the design and ultimate success of bioenergy projects in these markets. As a matter of fact in some segments of these markets, fuel cost saving alone will <u>not</u> be the single most important deciding factor in going with a biomass fired unit. Fortunately, there are already various North American and European systems available with the smaller user in mind which are designed with most or all the flexibility and features that he is likely to look for. These systems are generally designed with as simple an approach as possible, requiring the least amount of space and new facilities, no additional or minimal requirements for skilled operators and as fully automated as possible. Typically, these systems feature a small receiving hopper or storage silo with a feeding system and an automated extraction or stoking system directly feeding the furnace.

Much work is being done to develop an adequate system or network of biomass fuel sources capable of meeting the reliability of supply and fuel quality that the small user is looking for. However, we are still at a point where potentially large markets will only be developed when economical and reliable sources are introduced in these regions. In order to minimize the impact that transportation costs will have on the project the user should consider only those sources within a 50 mile radius from his facility, or perhaps investigate the economics of using densified fuels, such as wood pellets, originating from more distant sources.

In most cases the potential use by a facility of some or all of its by-products or residues makes this source of fuel much more attractive due to the reduction or elimination of transportation costs and the costs normally incurred to dispose of these materials. Indeed, some processes generate sufficient amounts of residues not only to meet its energy requirements but to also make it a net producer of surplus biomass fuel for sale to other users.

Implementation of the project

Finally, in order to properly implement such a project, the user, along with engineering help, where required, should proceed more or less in the following manner:

- Research and read all available information related to those technologies and projects that are more likely to fit his application.
- Visit as many installations as possible.
- During these visits, try to find out as much as possible about capital, operating and maintenance costs, number of operating personnel required and skills, boiler efficiencies and fuel characteristics.
- Review with the operating personnel some of the problems they have experienced and how they were solved or could be solved.
- Find out how satisfied other users are with the quality of the equipment and after sale service offered by the various suppliers.
- Investigate potential sources of supply of biomass and determine fuel availability, reliability of supply, costs and method of delivery.
- Investigate fuel quality in regards to moisture content, ash content, chemical composition, particle size distribution, level of contaminants and calorific values from each source of supply.
- Prepare a set of basic criteria relating to the operation, to include present energy and fuel consumption and costs, estimated hourly, daily and seasonal load demands and duration of peak demands.
- Determine the size and type of combustion system best suited to his application or retrofitting requirements and possible processing of the fuel on site.

- Determine biomass volumes required, delivery schedules and size of storages, etc.

- Determine possible requirements of a back-up fossil fuel system, and storage requirements.

- Obtain information from combustion system and fuel handling and processing suppliers to help identify other requirements which are more directly related to their equipment.

- Investigate any environmental matters affecting government acceptance of the project.

- Determine operating and maintenance personnel requirements.

- Evaluate all other possible project requirements such as services, demolition of existing facilities, construction of new buildings, power supply and distribution, site preparation, roads, lighting, etc.

At this point the user or his engineer, with preliminary proposals from suppliers, would begin preparing all the capital, operating and maintenance cost estimates required to develop an economic analysis. The information gathered during this time should not only provide a reasonably accurate picture of the technical and economic feasibility, but should also provide the basic parameters for development of the project.

In closing, I should note that the thrust of this paper has been to make the user aware of the extent of technical considerations he must undertake to make this type of project a success. The savings associated with the use of biomass as a fuel can be attractive thereby making the costs and efforts to design and install such a facility very worthwhile for the user.

21. Implementing a Bioenergy Project: The Financial Considertions of Biomass Energy Systems

Speaker: Asher Drory
Principal
Touche, Ross & Partners
Toronto

(Editor's note: This is a summary outline of Drory's approach to Financial Evaluation. More detailed information can be obtained from him directly.)

OBJECTIVE

To identify the steps to be taken in evaluating the financial desirability of any new energy biomass system from a private sector point of view.

THE DECISION MAKING PROCESS

- Identify who is to benefit from any new situation.
- Determine the objectives of the decision making entity.
- Identify alternative methods of acheiving the required result.
- Evaluate how well each alternative is expected to further the decision making entity's objectives.
- Select the best course of action.

STEPS IN THE FINANCIAL EVALUATION

One evaluation which is very important to private sector organizations is the financial evaluation. The financial evaluation is intended to answer the question: "Will I make any money if I pursue this alternative?"

The steps are:

1. Identify the features of each alternative.
2. Estimate the timing and magnitude of the future economic costs and benefits attributable to each alternative.
3. Select an income measurement yardstick.
4. Evaluate the net economic advantage of each alternative using the selected income yardstick.
5. Assess the risks in each alternative.
6. Reach a conclusion based on the financial and economic analyses performed.

NOTES IN THE FINANCIAL EVALUATION

1. The features of energy investment alternatives tend to vary greatly:

   - Some have high capital costs upfront and low operating costs over the project's life cycle;
   - others have low capital cost upfront and high operating costs over the life cycle;

Which is preferable?

	Capital Cost	Operating Cost Per Year
Project A	$1,000	$100
Project B	600	300

2. Economic costs and benefits, by definition vary depending on the nature of the decision making entity.

   i.e. The government will look at a project from a social point of view (e.g. number of jobs created) and evaluate an alternative differently from a private sector organization (minimization of costs, or maximization of profits).

   The economic costs and benefits to a private sector organization are very simply defined: they are after tax cash flows and after tax cash flows are:

   "Payments made, or receipts obtained, from the purchase or sale of resources after taxes have been paid"

3. There are several income measurement yardsticks, e.g.:
   - Payback
   - Profitability Index
   - Benefit/Cost Ratio
   - Internal Rate of Return
   - Net Present Value

   Some of these yardsticks are very easy to measure. The best one for private sector organizations is Net Present Value.

4. Using the Net Present Value (NPV) method for a five year project and a 10% discount rate.

   Project A has an NPV of
   1000 + 100 (3.79) = $1,397

   Project B has an NPV of
   600 + 300 (3.97) = $1,737

   From an economic cost point of view Project A will minimize costs, as $1,379 is a smaller outlay than $1,737.

5. The risk here relates to the likelihood that the operating costs will be different.

22. L'utilisation du Programme ERIF

Conférencier: Jean-Maurice Charron, Ing.,
Programme ERIF
Energie, Mines et Ressources Canada
Ottawa, Ontario

Introduction

Inclus dans vos pochettes d'information, vous trouverez la brochure "Energie renouvelable dans l'industrie forestière" (la version anglaise s'intitule "Forest Industry Renewable Energy Program"). Cette brochure contient l'information nécessaire pour vous permettre d'obtenir de l'aide du programme E.R.I.F. Dans les quelques instants qui restent avant d'ajourner pour le déjeûner, je vais traiter de certains items d'intérêts, ou susceptibles d'être ambigus à ceux d'entre vous non-familiers avec le programme E.R.I.F.

Un projet peu justifiable devient plus intéressant au moyen d'un stimulant financier, tel qu'offert par l'E.R.I.F. L'étape à entreprendre est de soumettre votre demande d'aide financière par écrit à E.R.I.F. Des formulaires sont disponibles aux adresses indiquées dans la brochure.

But du programme et types de projets

Le programme E.R.I.F. a un but spécifique selon les objectifs fixés par le cabinet ministériel en 1978. Il est essentiel que de l'huile, du gaz naturel, du propane ou autre carburant fossile soit remplacé par une forme de biomasse. Plusieurs types de projets sont admissibles à l'aide E.R.I.F. Le type de projet le plus courant consiste en la combustion directe de la biomasse.

La préparation de la biomasse en combustible solide, tel qu'exposé par M. Gilles Bellefeuille de Bioshell Inc., est un exemple typique d'un autre type de projet admissible à l'aide E.R.I.F. Bien que Bioshell n'utilise pas elle même le combustible ainsi préparé, ses clients le font pour le substituer à un carburant fossile. Peut-être à l'avenir verrons nous aussi des projets de cogénération dont les coûts d'investissements sont aussi admissibles à l'aide E.R.I.F.

Ampleur de la subvention

Plusieurs personnes ont demandé comment nous d'E.R.I.F. déterminons l'ampleur d'une subvention. En autant que votre projet rencontre les buts du programme, nous évaluons le projet selon l'information que vous nous soumettez. Nous communiquerons avec vous parfois, afin de vérifier certains détails, mais essentiellement nous nous servons des données que vous nous présentez.

Une fois l'offre de subvention transmise, cette information détermine les paramètres de votre projet et devient partie intégrante de l'entente légale avec l'E.R.I.F.

L'ampleur des stimulants financiers proposés par E.R.I.F. est basée sur le calcul de deux indicateurs économiques, soient le "payback" et la "valeur actuelle nette" ("net present value" ou "cash flow method"). Incidemment, cette façon de procéder fut proposée au ministère par la firme Touche-Ross Associés. Si votre "payback" après impôts est de moins de deux années, le projet est considéré comme très rentable et ne justifie pas de subvention. Par contre, tel qu'exposé ici aujourd'hui par les conférenciers, les projets d'énergie biomassique exigent en général des capitaux élaborés. La plupart des projets auront donc un "payback" plus long que deux années et se qualifient pour une subvention minimum de 10%, à concurence maximum de 20% des coûts capitaux admissibles (Fig. 1). Donc, si votre projet coûte $20 millions, la subvention pourrait atteindre $4 millions. Si votre projet coûte aussi peu que $10,000, la subvention peut atteindre $2,000, selon la valeur négative déterminée par la méthode de la valeur actuelle nette après impôts. A remarquer, le taux d'escompte de 25% utilisé par E.R.I.F. semble exagéré dans le contexte économique actuel, mais a tendance à indiquer une subvention du côté maximum.

Coûts admissibles et non-admissibles

Presque tous les coûts sont admissibles, car maintenant E.R.I.F. considère aussi les bâtiments à concurrence de 20% des coûts admissibles. A la liste de coûts d'investissements (Fig. 2), tous sont admissibles, inclus les coûts d'experts-conseils, de conception et de mise en plan. A la liste des coûts non-admissibles, à noter les études de faisabilité ou autres études préliminaires requises avant la prise de décision.

En sommaire, veuilliez consulter la brochure pour obtenir des renseignements plus détaillés. N'hésitez pas à communiquer avec les quatres agents ou ingénieurs d'E.R.I.F. Ils sont disponibles pour discuter de votre projet avec vous et vous aider à établir certaines données.

AMPLEUR DE LA CONTRIBUTION E.R.I.F.(Fig. 1)

1)	Payback simple (après impôts)	2 années	=	aucune subvention
2)	Payback simple (avant impôts)	2 années	=	10% minimum à 20% maximum*

*Selon le montant négatif de la valeur actuelle nette après impôts, escomptée à 25%.

COUTS ADMISSIBLES (Fig. 2)

Tous les coûts directs en capital des systèmes de production d'énergie biomassique:

- la préparation
- les fondations de l'équipement
- les bâtiments (maximum 20% des coûts admissibles)
- l'équipement de combustion
- l'équipement de manutention du combustible
- l'équipement de traitement de la biomasse
- les échangeurs de chaleur
- l'équipement de production d'électricité
- la main d'oeuvre directement nécessaire à l'installation de l'équipement